

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD.

**Parking fotovoltaico con recarga para
vehículos eléctricos.**

AUTOR: Marcos Rodríguez Vara.

TUTOR UC3M: Mónica Alonso Martínez

TUTOR 3i-INGENIERÍA: Javier Mota Ibáñez

Leganés, 10 de mayo de 2010



ÍNDICE

I.- ÍNDICE DE FIGURAS.....	IX
II.- ÍNDICE DE TABLAS	XIV
III.- INTRODUCCIÓN.	16
IV.- CONCEPTOS BÁSICOS.	18
1. INTRODUCCIÓN.	18
1.1. MODELO DE BANDAS DE ENERGÍA.....	19
1.2. SEMICONDUCTORES.	20
2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONVENCIONAL.	22
2.1. PANELES FOTOVOLTAICOS:	23
2.2. INVERSOR:.....	23
2.3. TRANSFORMADOR:.....	23
3. PRINCIPIO FÍSICO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR.	23
4. PANEL FOTOVOLTAICO.....	25
4.1. EFICIENCIA DE LAS CELDAS SOLARES.	26
4.2. CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS SOLARES.....	26
4.3. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS.....	26
4.4. FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LOS MÓDULOS.	31
4.4.1. EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	32



4.4.2.	EFFECTO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE LAS CELDAS.....	35
4.4.3.	EFFECTO DE LA SOMBRA.	37
5.	SIMULACIÓN.....	38
V.- DISEÑO DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO.....		41
1.	RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS.....	41
1.1.	TITULAR.....	41
1.2.	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	41
1.3.	ZONA CLIMÁTICA EN FUNCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL.....	42
2.	OBJETO.....	43
3.	GENERALIDADES.....	43
4.	NORMATIVA APLICABLE.....	44
5.	INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.....	46
6.	IMPACTO MEDIO-AMBIENTAL.	47
6.1.	RESIDUOS QUE SE GENERAN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN.	48
6.2.	PROCESO.	48
6.3.	ENERGÍA CONSUMIDA.	48
6.4.	PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS OBTENIDOS.....	48
6.5.	EMISIONES GASEOSAS.....	49
6.6.	NIVELES DE PRESIÓN SONORA Y VIBRACIONES.	49
7.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	49
8.	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	50
8.1.	CARACTERÍSTICAS MODULO FOTOVOLTAICO.....	50
9.	INVERSOR.	54



9.1. SELECCIÓN DEL INVERSOR.	54
10. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.	59
11. MONITORIZADO Y CONTROL.	59
11.1. INVERSORES.....	59
11.2. CONTADORES.....	60
11.3. MAGNETOTÉRMICOS, DIFERENCIALES.....	60
12. CONEXIONES A RED. PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA.....	60
 VI.- CÁLCULOS.	 61
1. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBREADO.....	61
1.1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	61
1.2. SOMBRAS.....	67
2. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.....	71
3. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS.....	71
4. CÁLCULOS DE CONDUCTORES.....	72
4.1. CÁLCULOS EN CONTINUA.....	72
4.2. CÁLCULOS EN ALTERNA.....	73
4.3. CÁLCULO DE LAS LÍNEAS:	78
4.3.1. Líneas de continua.	78
4.3.2. Líneas trifásicas.....	79
4.4. CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES.....	80
4.5. CÁLCULO DE LAS ZANJAS.....	81
5. CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.....	81
 VII.- ESTUDIO DE VIABILIDAD	 84



1. OBJETIVO.....	84
2. PREMISAS DEL ESTUDIO. DATOS DE PARTIDA.	84
3. EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	84
3.1. CONDICIONES TÉCNICAS.	84
3.2. EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.	85
3.3. RESULTADOS.....	90
3.3.1. Performance ratio.	93
3.3.2. Diagrama de Sankey.....	96
4. EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN.....	99
4.1. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN:	99
4.2. CÁLCULO DEL AHORRO DE CO2.....	100
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	101
5.1. PROYECTO FOTOVOLTAICO:	101
 VIII.- COCHE ELÉCTRICO.....	 104
1. MOVILIDAD SOSTENIBLE.....	104
2. NUEVOS DESARROLLOS TECNOLÓGICOS.	106
3. INTRODUCCIÓN AL COCHE ELÉCTRICO.	110
4. VEHÍCULO ELÉCTRICOS EN AUTOMOCIÓN.....	111
5. CÓMO FUNCIONAN.....	111
5.1. COMPONENTES.....	113
5.2. EL CONSUMO ENERGÉTICO.	117
5.3. CONTAMINACIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.	118
5.4. ENERGÍAS RENOVABLES Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	119



6.	DAFO: ANÁLISIS DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.	121
7.	PROYECTO MOVELE.	121
8.	CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA, COCHE ELÉCTRICO Y REDES INTELIGENTES.....	122
8.1.	CURVA DE DEMANDA.	122
8.2.	REDES INTELIGENTES.	124
8.3.	EL VEHÍCULO ELÉCTRICO, CURVA DE CARGA Y REDES INTELIGENTES.....	125
9.	SISTEMAS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	128
9.1.	POSTES DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	128
9.2.	CAJAS PARKING DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	129
9.3.	SISTEMA MULTIPUNTO.....	130
9.4.	EQUIPOS DE RECARGA RÁPIDA.....	131
9.5.	SOLUCIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS DE DOS RUEDAS.	132
10.	CONCLUSIONES.....	132
 IX.- INSTALACIÓN DE LOS POSTES DE RECARGA.		134
1.	POSTES DE CARGA.....	134
1.1.	CARACTERÍSTICAS COMUNES.....	135
1.2.	INSTALACIÓN DE POSTES DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	135
1.3.	LA FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA.	136
 X.- EVALUACIÓN DEL COCHE ELÉCTRICO		137
1.	OBJETIVO.....	137



2.	PREMISAS DEL ESTUDIO. DATOS DE PARTIDA.	137
3.	EVALUACIÓN.....	137
3.1.	CÁLCULO DEL AHORRO DE CO2.....	140
4.	RENTABILIDAD DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL DUEÑO DE UN COCHE ELÉCTRICO.	141
 XI.- PLIEGO DE CONDICIONES.....		143
1.	OBJETO Y NORMATIVA.....	143
2.	SUBCONTRATACIONES.....	143
3.	ALCANCE DEL TRABAJO.	144
4.	CONDICIONES GENERALES.....	144
5.	CANALIZACIONES.	145
5.1.	GENERALIDADES.....	145
5.2.	TUBOS RÍGIDOS DE PVC.	145
5.3.	TUBOS FLEXIBLES DE PVC.....	146
6.	BANDEJAS METÁLICAS.....	147
6.1.	PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.	147
6.2.	FIJACIONES.....	147
6.3.	UNIONES.....	148
6.4.	PUESTA A TIERRA.....	148
6.5.	MEDICIÓN Y ABONO.....	148
7.	CONDUCTORES ELECTRICOS.....	148
7.1.	CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 750 V.....	148
7.2.	CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 1 KV – RV.	149
7.3.	MEDICIÓN Y ABONO.	150
8.	CAJAS DE REGISTRO.....	150



8.1.	CAJAS PARA INSTALACIÓN EMPOTRADA.	150
8.2.	CAJAS METÁLICAS PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.....	151
8.3.	CAJAS AISLANTES PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.....	151
8.4.	MEDICIÓN Y ABONO.	151
9.	MECANISMOS.	152
9.1.	MECANISMOS DE TIPO DOMÉSTICO.....	152
9.2.	TOMAS DE CORRIENTE INDUSTRIALES.	152
9.3.	MEDICIÓN Y ABONO.	152
10.	CUADROS.....	153
10.1.	OBJETO.	153
10.2.	NORMATIVA.....	153
10.3.	DATOS GENERALES.....	153
10.4.	DISPOSITIVOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.....	153
10.5.	CONSTRUCCIÓN.	154
10.6.	BARNIZADO.....	154
10.7.	CONEXIONADO DE POTENCIA.	155
10.8.	CONEXIONADO AUXILIAR.....	155
10.9.	ESQUEMA.	156
10.10.	INSTRUMENTOS DE MEDIDA.....	156
11.	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS BT DE BASTIDOR ABIERTO.....	156
12.	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.....	157
12.1.	MALLAS DE PUESTA A TIERRA.	157
12.2.	ELECTRODOS.	158
12.3.	DISTRIBUCIÓN.....	158
12.4.	MEDICIÓN Y ABONO.	159



13. MANTENIMIENTO Y GARANTIA.	159
14. DOCUMENTACION.	159
15. ACABADOS Y REMATES FINALES.....	160
16. PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA.....	160
XII.- MEDICIONES Y PRESUPUESTO.	162
XIII.- PLANOS.	171
XIV.- CONCLUSIONES.....	172
XV.- BIBLIOGRAFÍA.....	174



I.- ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.-REPRESENTACIÓN DEL ÁTOMO.....	18
FIGURA 2.-ÓRBITA DE LOS ELECTRONES.	18
FIGURA 3.-MODELO DE BANDAS DE ENERGÍA.	19
FIGURA 4.-MODELO DE BANDAS PARA CONDUCTORES, SEMICONDUCTORES Y AISLANTES.....	20
FIGURA 5.-CRISTAL DE SILICIO INTRÍNSECO.....	21
FIGURA 6.-ESQUEMA DE LOS COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONVENCIONAL.	22
FIGURA 7.-PROCESO FÍSICO DE LA CELDA SOLAR.....	24
FIGURA 8.-REPRESENTACIÓN DE LA TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (Voc) EN UNA CELDA SOLAR.	24
FIGURA 9.-REPRESENTACIÓN DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (Isc) EN UNA CELDA SOLAR.	25
FIGURA 10.-REPRESENTACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA CELDA SOLAR.....	25
FIGURA 11.-PANELES SOLARES MONOCRISTALINO Y POLICRISTALINO.	27
FIGURA 12.-PANEL DE SILICIO AMORFO.....	28
FIGURA 13.-ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA DEL SILICIO AMORFO Y SU ENERGÍA DE BAND GAP.....	28
FIGURA 14.-CÉLULA GIGS.	29
FIGURA 15.-TELURO DE CADMIO.	30
FIGURA 16.-FRESNEL POINT FOCUS.....	31
FIGURA 17.-FRESNEL LINE FOCUS.....	31
FIGURA 18.-CURVA IV Y PV DE UN MÓDULO GENÉRICO.	32



FIGURA 19.-EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR. CURVAS IV Y PV.....	33
FIGURA 20.-CURVA IV MÓDULO TENESOL® TE 2000/210 EN FUNCIÓN DE LA IRRADIACIÓN.	34
FIGURA 21.-CURVA PV MÓDULO TENESOL® TE 2000/210 EN FUNCIÓN DE LA IRRADIACIÓN.	34
FIGURA 22.-EFECTO DE LA TEMPERATURA. CURVAS IV Y PV.....	35
FIGURA 23.-EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL RENDIMIENTO CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO, TENSION DE CIRCUITO ABIERTO Y FACTOR DE FORMA.....	36
FIGURA 24.-CURVA IV MÓDULO TENESOL® TE 2000/210 EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA.	36
FIGURA 25.-CURVA PV MÓDULO TENESOL® TE 2000/210 EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA.	37
FIGURA 26.-EFECTO DEL SOMBREADO PARCIAL.....	38
FIGURA 27.-EFECTO DEL SOMBREADO PARCIAL.....	38
FIGURA 28.-PVSYST®.	39
FIGURA 29.-PVSYST®.	40
FIGURA 30.-VISTA VÍA SATÉLITE DEL CENTRO COMERCIAL GETAFE III.....	41
FIGURA 31.-VISTA VÍA SATÉLITE DEL PARKING EXTERIOR OBJETO DE ESTE PROYECTO.....	42
FIGURA 32.-ZONAS CLIMÁTICAS DE ESPAÑA EN FUNCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.	43
FIGURA 33.-MÓDULOS TENESOL® TE 2000, 2200.....	50
FIGURA 34.-MÓDULOS TENESOL® TE 2000, 2200.....	51
FIGURA 35.-CURVAS IV MÓDULOS TENESOL® TE 2000/210.....	53
FIGURA 36.-CURVAS PV MÓDULOS TENESOL® TE 2000/210.....	54



FIGURA 37.-INVERSOR INGECON® SUN 100.	56
FIGURA 38.-CURVA EFICIENCIA VS POTENCIA DE ENTRADA (INVERSOR INGECON® SUN 100).	57
FIGURA 39.-CURVA DE LAS ORIENTACIONES DEL PANEL FOTOVOLTAICO (ANUALES).....	62
FIGURA 40.-CURVAS DE LAS INCLINACIONES DEL PANEL FOTOVOLTAICO (ANUALES).....	62
FIGURA 41.-CURVA DE INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS (VERANO).	63
FIGURA 42.-CURVA DE ORIENTACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS (VERANO).	63
FIGURA 43.-CURVA DE INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS (INVIERNO).	63
FIGURA 44.-CURVA DE ORIENTACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS (INVIERNO).	63
FIGURA 45.-REPRESENTACIÓN DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN (B) Y EL ÁNGULO DE ORIENTACIÓN (A).....	64
FIGURA 46.-PORCENTAJE DE ENERGÍA RESPECTO AL MÁXIMO COMO CONSECUENCIA DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN MÁXIMAS.	66
FIGURA 47.-DIAGRAMA DE TRAYECTORIAS DEL SOL.	68
FIGURA 48.-DIAGRAMA DE SOMBRAS.....	69
FIGURA 49.-REPRESENTACIÓN DEL PARKING FOTOVOLTAICO.	70
FIGURA 50.-REPRESENTACIÓN DEL PARKING FOTOVOLTAICO.	70
FIGURA 51.-REPRESENTACIÓN DE LAS DISTANCIAS Y ALTURAS DE LOS MÓDULOS.....	72
FIGURA 52.-REPRESENTACIÓN DE LA ESFERA RODANTE.....	82
FIGURA 53.-REPRESENTACIÓN DEL CÁLCULO RELIZADO.	82



FIGURA 54.-BOCETO DE LA SOLUCIÓN.....	83
FIGURA 55.-RESULTADOS EN PVSYST®.....	90
FIGURA 56.-PRODUCCIÓN NORMALIZADA.	92
FIGURA 57.-PRODUCCIÓN NORMALIZADA Y FACTORES DE PÉRDIDAS.....	92
FIGURA 58.-PERFORMANCE RATIO.	95
FIGURA 59.-DIAGRAMA DE SANKEY.....	99
FIGURA 60.-FLUJO DE CAJA.	102
FIGURA 61.-PROBLEMAS DEL USO DEL VEHÍCULO PRIVADO.	104
FIGURA 62.-DESARROLLO SOSTENIBLE.	104
FIGURA 63.-CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA.....	105
FIGURA 64.-USO DEL TRANSPORTE PÚBLICO.....	105
FIGURA 65.-CONSUMO PROMEDIO.	106
FIGURA 66.-BIOBUS.	107
FIGURA 67.-AUTOBÚS CON PROPULSIÓN A GAS.	108
FIGURA 68.-VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	109
FIGURA 69.-AUTOBUS DE HIDRÓGENO.	109
FIGURA 70.-MOTOR ELÉCTRICO.	112
FIGURA 71.-INTERIOR DE UN COCHE ELÉCTRICO.....	112
FIGURA 72.-COMPONENTES DE UN COCHE ELÉCTRICO.	113
FIGURA 73.-COMPONENTES DE UN COCHE ELÉCTRICO.	114
FIGURA 74.-INTERIOR DEL CAPÓ DE UN COCHE ELÉCTRICO.	117
FIGURA 75.-VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y ENERGÍAS RENOVABLES.	120
FIGURA 76.-VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	120



FIGURA 77.-CURVA DE DEMANDA.....	123
FIGURA 78.-ESTRUCTURA DE GENERACIÓN.	123
FIGURA 79.-CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA.	126
FIGURA 80.-CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA.	126
FIGURA 81.-REDES DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTES.....	127
FIGURA 82.-APLICABILIDAD DE ENERGÍA ALMACENADA EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	128
FIGURA 83.-POSTE DE RECARGA INTELIGENTE.....	129
FIGURA 84.-CAJAS PARKING DE RECARGA INTELIGENTE DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	129
FIGURA 85.-SISTEMA MULTIPUNTO.	130
FIGURA 86.-PUNTO DE RECARGA RÁPIDA.	131
FIGURA 87.-SOLUCIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULO DE DOS RUEDAS.	132
FIGURA 88.-NISSAN NUVU.....	132
FIGURA 89.-PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y RECORRIDOS MEDIOS DIARIOS.	138
FIGURA 90.-ÚMERO DE TRAYECTOS MEDIOS DIARIOS.....	139
FIGURA 91.-HONDA CIVIC EV PLUS.	142
FIGURA 92.-COMPARATIVA DE COSTES, COCHE ELÉCTRICO VS COCHE DE GASÓLEO.....	142



II.- ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.-CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS DE SI.	26
TABLA 2.-EFECTO DE LA TEMPERATURA.	35
TABLA 3.-RADIACIÓN SOLAR EN ESPAÑA.	42
TABLA 4.-CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL MÓDULO TENESOL® TE 2000/210.	52
TABLA 5.-INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN EL MÓDULO TE 2000/210.	52
TABLA 6.-CÉLULAS DEL MÓDULO TE 2000/210.	52
TABLA 7.-INFORMACIONES GENERALES DEL MÓDULO TE 2000/210.	52
TABLA 8.-CERTIFICACIONES DEL MÓDULO TE 2000/210.	53
TABLA 9.-GARANTÍA DEL MÓDULO TE 2000/210.	53
TABLA 10.-CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR INGECON® SUN 10 (ENTRADA).	55
TABLA 11.-CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR INGECON® SUN 100 (SALIDA).	55
TABLA 12.-DIMENSIONES Y PESO DEL MÓDULO INGECON® SUN 100.	56
TABLA 13.-PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBREADO.	61
TABLA 14.-VALOR DE “K” EN FUNCIÓN DE LA LATITUD.	71
TABLA 15.-CÁLCULO DE LÍNEAS.	74
TABLA 16.-CÁLCULO DE LÍNEAS.	75
TABLA 17.-CÁLCULO DE LÍNEAS.	76
TABLA 18.-CÁLCULO DE LÍNEAS.	77
TABLA 19.-DÍA DE MÍNIMA PRODUCCIÓN.	86



TABLA 20.-DÍA DE MÁXIMA PRODUCCIÓN.....	87
TABLA 21.-DÍA MEDIO DE VERANO.....	88
TABLA 22.-DÍA MEDIO DE INVIERNO.	89
TABLA 23.-RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	91
TABLA 24.-ENERGÍA EN EL ARRAY, PERFORMANCE RATIO.	94
TABLA 25.-DATOS NORMALIZADOS DE PR.....	95
TABLA 26.-VALORES DEL FLUJO DE CAJA.	102
TABLA 27.-VALORES DEL FLUJO DE CAJA.	102
TABLA 28.-TIPOS DE BATERÍAS.....	115
TABLA 29.-CARACTERÍSTICAS COMUNES DEL POSTE DE RECARGA INTELIGENTE.....	135
TABLA 30.-CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	135
TABLA 31.-CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS.....	136
TABLA 32.-NORMAS.....	136
TABLA 33.-VALORES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y RECORRIDOS MEDIOS DIARIOS.	138
TABLA 34.-VALORES PARA EL CÁLCULO DE AHORRO DE CO2.....	140
TABLA 35.-FLUJOS DE CAJA.	142



III.- INTRODUCCIÓN.

Cada vez es más frecuente instalar placas solares en los edificios y, en menor medida, ver circular vehículos eléctricos. Sin embargo, en lo que respecta a la generación a partir de energías renovables, queda mucho camino por recorrer hasta llegar a conseguir una generación limpia, es decir, 100% renovable.

El cambio climático es una de las mayores amenazas que existen actualmente. Se trabaja para lograr un modelo energético sostenible, y se apuesta por una revolución energética capaz de reducir las emisiones de CO₂, para evitar un cambio climático peligroso. La sustitución de formas de obtención de energías sucias por otras sostenibles, necesita la paralización de los nuevos proyectos de centrales térmicas, por su carácter de fábricas de cambio climático, y el apoyo a la generación de electricidad con fuentes renovables, eliminando las barreras que existen para su crecimiento a gran escala.

El primer paso para alcanzar este fin es cumplir el protocolo de Kioto. El objetivo principal de este protocolo, es luchar contra el cambio climático mediante una acción internacional de reducción de las emisiones de determinados gases de efecto invernadero, responsables del calentamiento del planeta. Uno de los propósitos actuales del Protocolo de Kioto, es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de estos gases, sobre los niveles de 1990, para el periodo 2008-2012.

El propósito de este proyecto es dimensionar una instalación solar fotovoltaica, en un parking exterior, con conexión a la red. El fin es conseguir un edificio lo más autosuficiente energéticamente posible y evitar emisiones de CO₂ a la atmosfera. Mediante esta instalación, obtendremos una energía renovable que ayudará a cumplir los objetivos del protocolo de Kioto.

Se realizará una cubierta, para los vehículos, de nueva construcción. El nuevo diseño integrará en su propia estructura los paneles fotovoltaicos.

Mediante el programa de simulación PVSYST®, se conseguirá saber, dentro de un año tipo, todos los valores necesarios (energía producida, pérdidas etc.) para realizar los estudios de evaluación de la viabilidad de la planta fotovoltaica, evaluación medioambiental y evaluación económica.

Aparte del sector de generación, el sector transporte tiene gran culpa en las emisiones a la atmósfera de CO₂, ya que en España es el mayor consumidor de energía final y el mayor emisor de CO₂.

En este proyecto se realiza un estudio sobre la posibilidad de una hipotética entrada del vehículo eléctrico, en sustitución del actual de combustión. Se estudia la posibilidad de la llamada movilidad sostenible, se realiza un análisis DAFO (metodología de estudio de la situación competitiva de una empresa o producto en su mercado y sus características internas), un análisis de la viabilidad ambiental y económica del vehículo eléctrico en



comparación con uno de combustión (siempre y cuando la energía con la que se recarga el vehículo eléctrico sea de origen renovable), también la influencia que tendría la incorporación de 2 millones de coches sobre la curva de demanda y las posibilidades de gestión sobre ella.

Por todo ello se instalarán en el parking fotovoltaico, objeto de este proyecto, dos postes de recarga inteligente de vehículos eléctricos, para satisfacer la futura demanda y se mostrarán sus características.



IV.- CONCEPTOS BÁSICOS.

1. INTRODUCCIÓN.

La física clásica considera que la materia está constituida por átomos. Cada átomo consiste en un núcleo que contiene un determinado número de protones y neutrones. Además, el átomo está compuesto por un determinado número de electrones que rodean el núcleo en órbitas específicas, tal como se muestra en la figura 1:

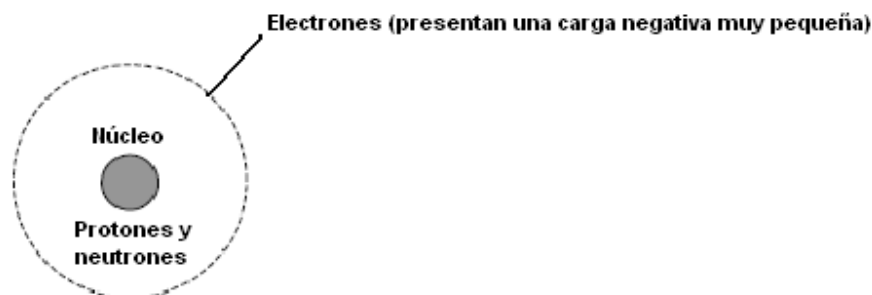


Figura 1: Representación del átomo [1].

Las órbitas de los electrones se encuentran agrupadas en lo que llamamos capas. Las capas se presentan en niveles de energía: K, L, M, N, O, P, Q, tal como se ilustra en la figura 2:

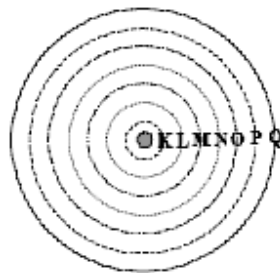


Figura 2: Órbita de los electrones [1.]

La última capa (también denominada capa de valencia), presenta cuando completa, un total de 8 electrones, que reciben la denominación de electrones de valencia. Los electrones de valencia son los únicos en condiciones de participar en fenómenos químicos o eléctricos. Según la fuerza en que los electrones de valencia estén ligados al núcleo y, por tanto, según la facilidad con que se pueden desplazar de un átomo al contiguo, los materiales se pueden clasificar en 3 clases: conductores, semiconductores y aislantes.



- **Conductores:**

Los conductores como los metales (por ejemplo: cobre y aluminio), están formados por átomos en los que los electrones no están muy ligados al núcleo y fácilmente se desplazan al otro con tal que exista una pequeña diferencia de potencial, por tanto, apenas necesitan energía para conducir.

- **Semiconductores:**

A muy bajas temperaturas, los semiconductores tienen la propiedad de un aislante; sin embargo, a temperaturas más altas algunos electrones tienen libertad de movimiento y los materiales adoptan las propiedades de un conductor, si bien de un conductor pobre. No obstante, los semiconductores tienen algunas características útiles que lo hacen distintos tanto de los aislantes como de los conductores.

- **Aislantes:**

En los materiales aislantes, como el polietileno y el vidrio, los electrones de valencia están ligados con firmeza a los núcleos de los átomos y muy pocos pueden liberarse para conducir electricidad. La aplicación de un campo eléctrico no causa un flujo de corriente pues no hay portadores móviles de carga. Por tanto, la energía necesaria para conducir es muy elevada.

1.1. MODELO DE BANDAS DE ENERGÍA.

Se trata de un modelo para explicar como funcionan los materiales. Los electrones dentro de un material se pueden desplazar únicamente a niveles de energía permitidos. En la figura 3 se muestra dicho modelo de bandas de energía.

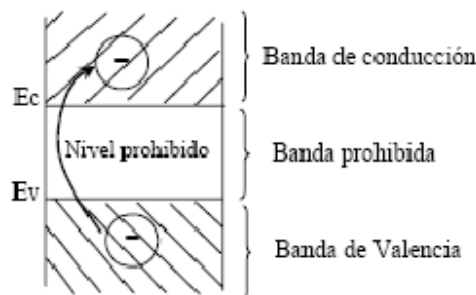


Figura 3: Modelo de bandas de energía [1].

El ancho de la banda prohibida o “gap” de energía es la diferencia entre la energía de conducción y la energía de valencia, como se indica en la siguiente ecuación:

$$E_g = E_c - E_v \quad (1)$$



Donde:

E_g	Ancho de banda prohibida.
E_c	Energía de conducción.
E_v	Energía de valencia.

La energía E_g se puede definir como la energía necesaria para que un electrón pase de una banda a otra. Ésta energía depende del material y se suele expresar en electrón – voltios ($1 \text{ ev} = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ J}$). Por ejemplo, los semiconductores para conducir, necesitan una energía entre 0,8 ev y 3 ev, mientras que los aislantes para conducir necesitan una energía mayor que 5 ev.

La figura 4 muestra el modelo de bandas de energía para los 3 tipos de materiales mostrando la región donde se aplica a cada uno de ellos.

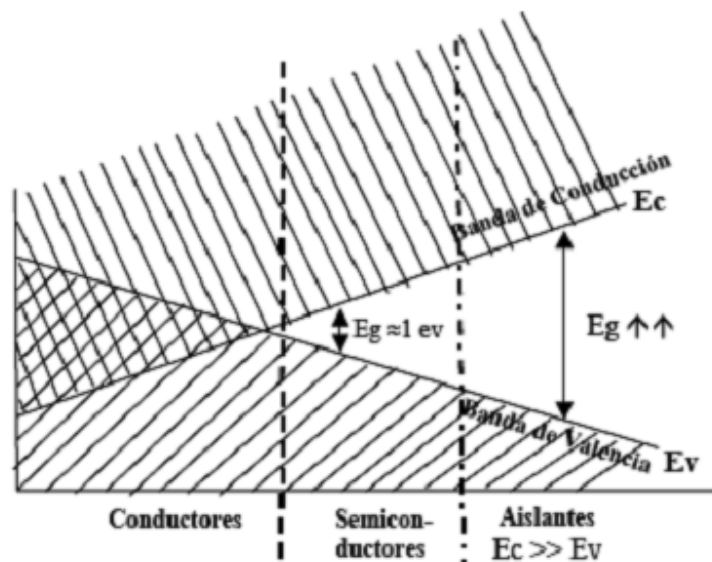


Figura 4: Modelo de bandas para conductores, semiconductores y aislantes [1].

Como se puede observar en la figura, en los conductores (metales), las bandas de conducción y de valencia están solapadas, lo que demuestra que prácticamente no necesitan energía para conducir.

1.2. SEMICONDUCTORES.

- Semiconductor Intrínseco:

Es un cristal puro que no está dopado (no contiene impurezas). En un cristal intrínseco (puro), cada átomo se posiciona formando una especie de retícula, con cuatro átomos cercanos. Cada par de átomos cercanos forma lo que se denomina enlaces covalente. Estos enlaces están formados por los 4 electrones de la capa de valencia. La figura 5 muestra un cristal de silicio intrínseco.

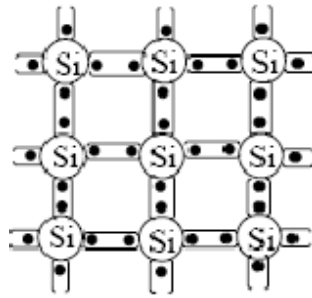


Figura 5: Cristal de silicio intrínseco [1].

- **Semiconductor Extrínseco:**

Tipos de impurezas utilizadas.

Semiconductor tipo n:

Para formar un semiconductor tipo n se añaden impurezas donadoras, ND, con lo cual, se aumenta el número de electrones: los electrones son los portadores mayoritarios y los huecos son los portadores minoritarios. Las impurezas donadoras son átomos pertenecientes a la columna 5 de la tabla periódica de los elementos (átomos pentavalentes), como pueden ser el Arsenio, antimonio y fósforo.

El propósito del dopaje tipo n es el de producir abundancia de electrones portadores en el material. Para ayudar a entender cómo se produce el dopaje tipo n considérese el caso del silicio (Si). Los átomos del silicio tienen una valencia atómica de cuatro, por lo que se forma un enlace covalente con cada uno de los átomos de silicio adyacentes. Si un átomo con cinco electrones de valencia, tales como los del grupo VA de la tabla periódica (ej. fósforo (P), arsénico (As) o antimonio (Sb)), se incorpora a la red cristalina en el lugar de un átomo de silicio, entonces ese átomo tendrá cuatro enlaces covalentes y un electrón no enlazado. Este electrón extra da como resultado la formación de "electrones libres", el número de electrones en el material supera ampliamente el número de huecos, en ese caso los electrones son los portadores mayoritarios y los huecos son los portadores minoritarios. A causa de que los átomos con cinco electrones de valencia tienen un electrón extra que "dan", son llamados átomos donadores. Nótese que cada electrón libre en el semiconductor nunca está lejos de un ion dopante positivo inmóvil, y el material dopado tipo N generalmente tiene una carga eléctrica neta final de cero.

Semiconductor tipo p:

Para formar un semiconductor tipo p se añaden impurezas aceptadoras, NA, con lo cual, se aumenta el número de huecos. Los huecos son los portadores mayoritarios y los electrones son los portadores minoritarios. Las impurezas



aceptadoras son átomos pertenecientes a la columna 3 de la tabla periódica de los elementos (átomos trivalentes), como pueden ser el boro, indio o galio.

Un hueco de electrón, o simplemente hueco, es la ausencia de un electrón en la banda de valencia. Tal banda de valencia estaría normalmente completa sin el "hueco".

Por ejemplo cuando un cristal tetravalente (es decir de 4 valencias) como el silicio es "dopado" con átomos específicos que, como el boro, poseen sólo tres electrones en estado de valencia atómica, uno de los cuatro enlaces del silicio queda libre. Es entonces que los electrones adyacentes pueden con cierta facilidad desplazarse y ocupar el lugar que ha quedado libre en el enlace; este fenómeno es llamado entonces hueco.

2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONVENCIONAL.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden diseñarse para autoconsumo o para inyectar la producción eléctrica a red.

Esta segunda opción alcanza una gran acogida desde el punto de vista de evaluación financiera debido al marco legislativo en el que la energía eléctrica generada es comprada al dueño de la instalación fotovoltaica a un precio o tarifa atractivos.

Los componentes básicos de una instalación de este tipo se muestran en el siguiente esquema (Figura 6).

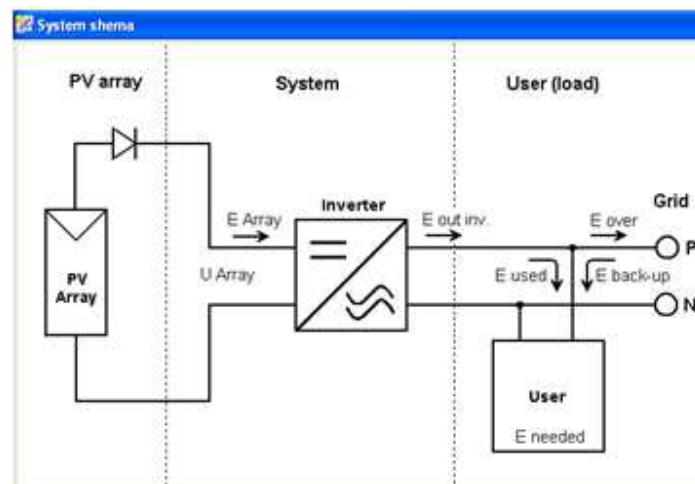


Figura 6: Esquema de los componentes de una instalación fotovoltaica convencional.
[PVSYST®]



2.1. PANELES FOTOVOLTAICOS:

Generan corriente continua a partir de la radiación del sol, proporcionando un valor de corriente y voltaje.

Los paneles se agrupan en serie (*string*) para proporcionar la tensión deseada por el usuario. La corriente resultante de esta agrupación será la suma de la corriente de los módulos.

A su vez, varios *strings* se agrupan en paralelo. En este caso se mantiene la tensión del *string* y la corriente resultante de la agrupación es la corriente suma de todos los *strings* enlazados.

2.2. INVERSOR:

Es el encargado de transformar la corriente continua en alterna. En este caso es necesario verificar los valores admisibles por el inversor para la corriente de cortocircuito y la tensión de vacío.

El número de filas en paralelo tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila por el número de filas en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

2.3. TRANSFORMADOR:

Finalmente cabría añadir un transformador para inyectar la producción eléctrica a la red de media tensión, cuando la compañía eléctrica así lo requiere.

3. PRINCIPIO FÍSICO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR.

La tecnología fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico. La unidad fundamental de los sistemas fotovoltaicos es la célula solar, formada por un material semiconductor que hace posible la conversión de las radiaciones solares en energía eléctrica. Los electrones de la banda de valencia pueden ser excitados a la banda de conducción. Para que se de este fenómeno, la energía de los fotones (rayos solares) debe ser igual o superior al salto energético (*band gap*) entre la banda de valencia y la de conducción del semiconductor.

Cuando este fenómeno ocurre, la estructura física de los semiconductores crea un campo eléctrico que establece una trayectoria de los electrones de manera que se genera una corriente eléctrica continua.

A partir de ahí comienza el funcionamiento eléctrico convencional: la corriente continua producida llega hasta los inversores que la transforman en corriente alterna.

El proceso del principio físico de la celda solar se puede resumir en los siguientes pasos:

- Los fotones incidentes son absorbidos y se generan pares electrón-hueco.
- Los huecos se dirigen a la región P y los electrones a la región N. Éste proceso se puede observar en la figura 7:

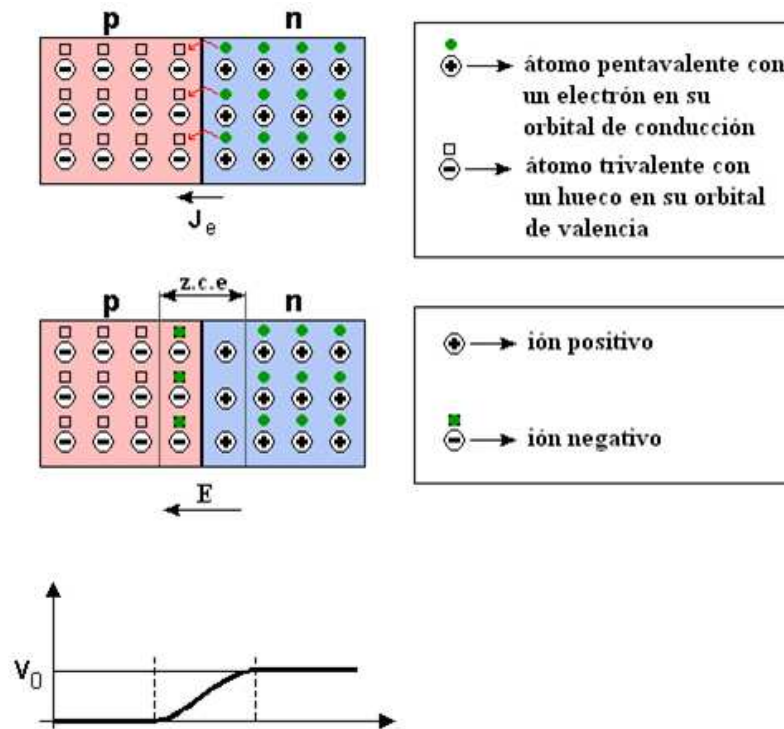


Figura 7: Proceso físico de la celda solar [1].

- Si la celda está en circuito abierto, la acumulación de cargas de signos diferentes en los 2 costados de la unión genera una tensión de circuito abierto V_{oc} , tal como se muestra en la figura 8:

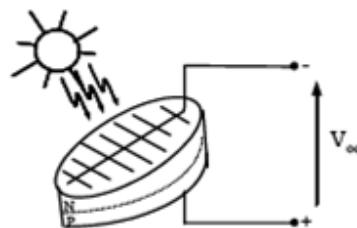


Figura 8: Representación de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) en una celda solar [1].

- Si la celda está cortocircuitada se genera una corriente de corto circuito I_{sc} . Observar que el sentido de la corriente es el mismo que el de la corriente inversa de saturación de la unión PN (diodo). La figura 9 ilustra ésta situación:

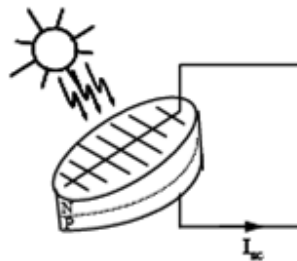


Figura 9: Representación de la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) en una celda solar [1].

Por tanto, si mediante una carga exterior (R) se cierra el circuito, la corriente fotovoltaica generada (I) sale de la célula hacia el circuito exterior por la región “P”, atraviesa la carga y entra de nuevo a la célula por la región “N”. Se observa en la figura 10:

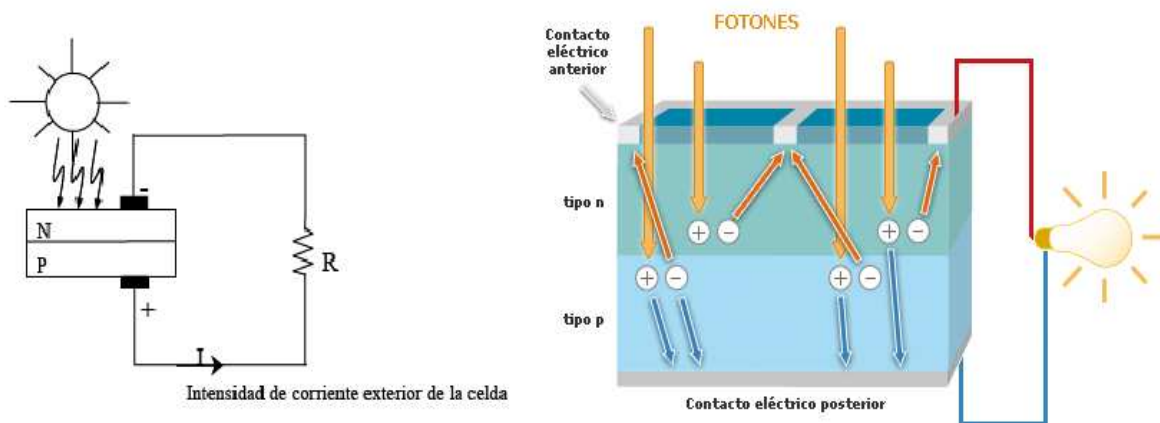


Figura 10: Representación del funcionamiento de la celda solar [1] [51].

4. PANEL FOTOVOLTAICO.

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m².
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente).



4.1. EFICIENCIA DE LAS CELDAS SOLARES.

La eficiencia de las celdas solares, Eff (%), se define como la relación entre la potencia eléctrica generada por unidad de área (W/m^2) y la irradiación solar incidente (W/m^2) para obtenerla. Esta relación es adimensional y está dada en forma porcentual, como:

$$Eff(\%) = \frac{\text{Potencia generada}}{\text{Irradiación incidente}} \cdot 100 \quad (2)$$

4.2. CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS SOLARES.

Las características típicas de una celda solar de Silicio se muestran en la tabla 1:

Características	Silicio
I_p [mA/cm ²]	28
V_p [V]	0.5
W_p [mW/cm ²]	14
V_{oc} [V]	0.6

Tabla 1: Características de celdas de Si

Ahora, para obtener un módulo de una potencia o un voltaje de salida específico, basta con realizar las conexiones de las celdas, en serie o en paralelo. Una conexión en serie aumenta el voltaje de salida y una conexión en paralelo aumenta la corriente de salida. Por lo tanto, ambas conexiones aumentan la potencia de salida. Es decir, con N celdas en serie o en paralelo, la potencia total de salida es $W_p = N \cdot (I_p \cdot V_p)$, en donde I_p , es la corriente de la celda y V_p el voltaje de la misma.

4.3. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS.

Existen diversos tipos de paneles fotovoltaicos en función de la tecnología de semiconductores empleada para su fabricación. El empleo de una tecnología u otra, se justifica por parámetros como precio, rendimiento, duración, rentabilidad, etc.

Silicio cristalizado.

Logran una eficiencia media a un coste medio. Una doble capa antirreflectante y una superficie frontal con pirámides invertidas minimizan las pérdidas ópticas. La oblea de silicio tiene un espesor de 400 μm , ofreciendo una larga trayectoria óptica y por lo tanto aumentando la absorción de fotones con una energía mayor que el *band gap* (salto energético) del Si. Una capa dieléctrica de SiO_2 se inserta entre la oblea de Silicio y un conductor de Aluminio con el fin de obtener una superficie altamente reflectante en la parte trasera de la célula.



En el caso de células industriales de Silicio, se utilizan recubrimientos antirreflectantes de doble-capa. Además las obleas de Silicio monocristalino se sustituyen por obleas multicristalinas.

- Silicio monocristalino:

Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.

- Silicio policristalino:

Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.

- Silicio "Ribbon":

Las células fotovoltaicas tipo "Ribbon" se realizan mediante el estiramiento de silicio fundido en lugar de la utilización de un lingote. El principio de funcionamiento es el mismo que en el caso de las células monocristalinas y policristalinas.

El recubrimiento anti-reflectivo utilizado en la mayoría de las células "ribbon" tiene una apariencia prismática multicolor.



Figura 11: Paneles solares monocristalino y policristalino [51].



Thin-film.

Se encuentra por detrás de la tecnología convencional en términos de eficiencia pero es la más barata y ligera por lo que es óptima para su colocación en tejados.

- Silicio amorfo:

En comparación con el *band gap* (salto energético) del Silicio cristalino de 1,1 eV, el Silicio amorfo ofrece un *band gap* variable de 1,1-1,75 eV, controlado por la composición de la aleación de Silicio. Adicionalmente, el Silicio amorfo ofrece un coeficiente de absorptividad mayor que el cristalino en el espectro visible. De esta forma, el espesor de Silicio amorfo puede ser menor de 1 μm . Generalmente la célula amorfa consiste en una unión p-i-n (o n-i-p): una capa transparente de TCO (Óxido conductor transparente) en la parte frontal y una capa metálica como contacto y reflector trasero.

Ventajas: Las células de Silicio amorfo pueden fabricarse a una temperatura de deposición relativamente baja, generalmente entre 200 y 500 °C, lo que permite el uso de varios sustratos de bajo coste.

Desventajas: El silicio amorfo sufre una degradación debido a la luz al inicio de su operación.



Figura 12: Panel silicio amorfo [51].

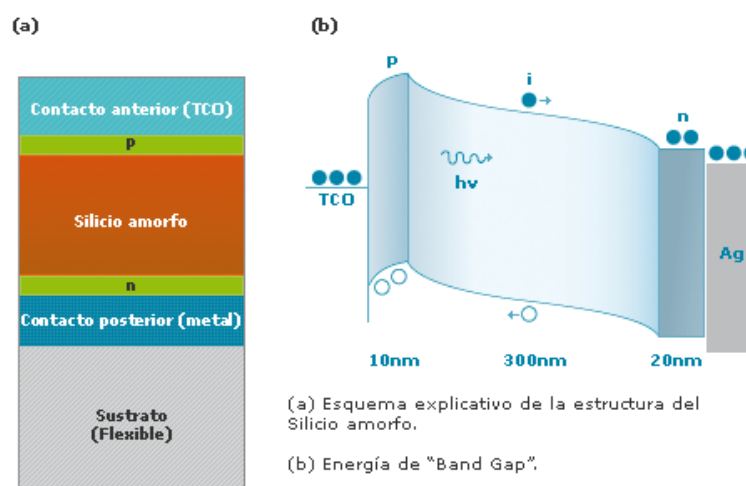


Figura 13: Esquema de la estructura del silicio amorfo y su energía de band gap [51].



- Células solares de Cobre Indio Galio y Diselenuro (CIS CuInSe₂) (CIGS Cu(InGa)Se₂):

Es uno de los *thin-film* con mayor potencial debido a su alta eficiencia y bajo coste. Las células CIGS ofrecen un *band gap* variable mediante la composición de In-Ga para maximizar la absorción del espectro solar. El *band gap* varía desde 1,02 eV a 1,68 eV. Las células CIGS ofrecen el mayor coeficiente de absorción dentro de la tecnología *thin-film*, lo que permite que alrededor del 99% de los fotones sean absorbidos por los primeros micrómetros del material. Una célula de silicio convencional está formada por una capa de contacto de Molibdeno, mientras que el CIGS, por una fina de CdS o ZnS y una bicapa de aluminio y óxido de Zinc como TCO.

Ventajas: Reducción de costes en materiales.

Desventajas: Método de fabricación complicado y con necesidad de inversión importante. Otro problema que se plantea con esta tecnología es la disponibilidad de materiales y la toxicidad de la capa CdS.

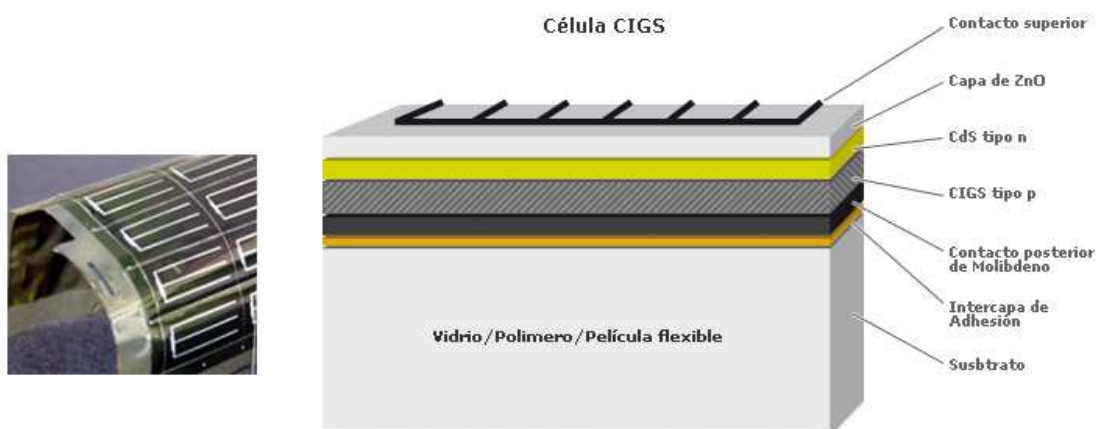


Figura 14: Célula CIGS [51].

- Teluro de Cadmio:

Otra de las tecnologías *thin-film* que está siendo investigada últimamente es el Teluro de Cadmio. Una célula típica de Teluro de Cadmio está formada por una capa (tipo p) de Teluro de Cadmio, unida a una fina capa tipo n de CdS y finalmente formada por una capa de TCO (generalmente SnO₂), la cual está conectada con el contacto eléctrico

Ventajas: Existen multitud de técnicas para la fabricación de esta tecnología de *thin-film*, la mayoría de los cuales tiene un gran potencial para producciones a gran escala.

Desventajas: El coste de los materiales.



Figura 15: Teluro de Cadmio [51].

- Micro Silicio:

Esta tecnología espera mejorar los rendimientos y costes del Silicio amorfo. Se espera que pronto sea un competidor del resto de materiales *thin-film*. La alta eficiencia del micro Silicio y su baja degradación debido a la luz, hacen que las empresas industriales estén dedicando recursos a la investigación en esta tecnología.

- Dióxido de Titanio:

Capas impregnadas de dióxido de Titanio se utilizan para generar voltaje en lugar del material semiconductor que se utiliza en la mayoría de las células fotovoltaicas. Debido a que el Titanio resulta relativamente barato, ofrecen un gran potencial de reducción de costes.

Concentración fotovoltaica.

Ofrece una mejor eficiencia pero su mayor desventaja es el coste.

- Fresnel point focus (High concentration-GaAs):

Las lentes Fresnel concentran la radiación en un punto. A partir de una concentración geométrica, el coste de la superficie fotovoltaica puede ser reducirse considerablemente. Por un lado, la tecnología ofrece gran potencial de reducción de costes debido al bajo consumo de material, por otro lado, es posible el uso de células de alta calidad de Arseniuro de Galio.

Arseniuro de Galio (GaAs) Multi-unión: Las células multi-unión son una nueva tecnología que ofrece eficiencias altas en comparación con las células solares tradicionales. Las células multi-unión sacan mejor partido del espectro solar mediante el uso de capas de diferentes semiconductores con diferentes band gaps. Cada capa está formada por un material diferente, generalmente un semiconductor III-V, el cual absorbe diferentes porciones del espectro. Los semiconductores son elegidos con el fin de que el conjunto absorba la mayor parte del espectro solar. En la capa superior se colocan los semiconductores con un band gap mayor, de forma que los fotones más energéticos son absorbidos en esta capa.



Figura 16: Fresnel point focus [51].

- *Fresnel line focus* (concentración media de Si):

Lentes cilíndricas que concentran la radiación solar en una línea. En este caso la concentración geométrica es menor que en el caso anterior. En este caso se utiliza Silicio de alta eficiencia.

- Baja concentración:

En este caso se utilizan espejos para concentrar la radiación solar y como célula se utiliza Silicio convencional.



Figura 17: Fresnel line focus [51].

4.4. FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LOS MÓDULOS.

Los módulos solares se ven afectados por diversos factores, entre los que destacan, obviamente la radiación solar, el sombreado parcial o total del módulo y la temperatura de operación de las celdas.

El comportamiento eléctrico de los módulos está dado por las curvas de corriente-tensión (curva IV) o potencia-tensión (curva PV) que los caracteriza. La curva de potencia se genera multiplicando la corriente y el voltaje en cada punto de la curva IV.

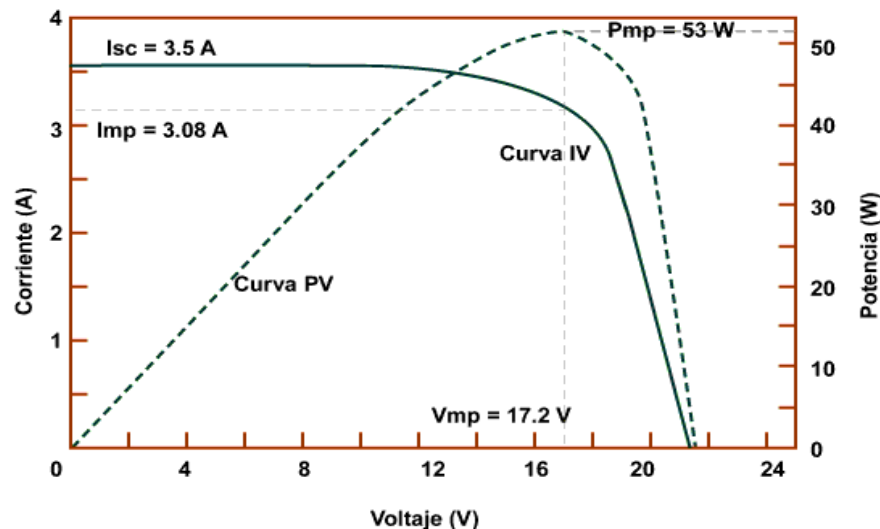


Figura 18: Curva IV y PV de un módulo genérico [34].

La Figura 18 muestra las curvas I-V y P-V para un módulo fotovoltaico típico. Bajo condiciones estándares de prueba (irradiancia de 1 kW/m^2 y temperatura de celda de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$), cada modelo de módulo tiene una curva I-V o P-V característica.

En la curva de potencia contra voltaje, la potencia máxima (P_p) es la capacidad nominal o tamaño del módulo. La corriente y el voltaje en el punto de máxima potencia (I_p y V_p) corresponden a la corriente nominal y voltaje nominal del módulo, respectivamente. Otros parámetros de importancia son la corriente de corto circuito (I_{sc}) y el voltaje de circuito abierto (V_{oc}). Es importante notar que cuando el módulo opera lejos del punto de máxima potencia, la potencia entregada se reduce significativamente.

4.4.1. EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR.

Como se explicó anteriormente, la corriente de generación del módulo es directamente proporcional a la radiación solar; sin embargo el voltaje de salida consigue niveles relativamente altos con bajos niveles de radiación solar. Esto es muy satisfactorio cuando se trabaja con arreglos en paralelo, ya que es posible que los módulos reciban una radiación distinta, pero igualmente consigan alcanzar el mismo voltaje de trabajo y puedan sumar sus corrientes.

Las siguientes gráficas I-V y P-V (Figura 19) muestran el comportamiento de la corriente y la potencia producida en función del voltaje para diferentes intensidades de la radiación solar y potencias:



IRRADIACIÓN SOLAR

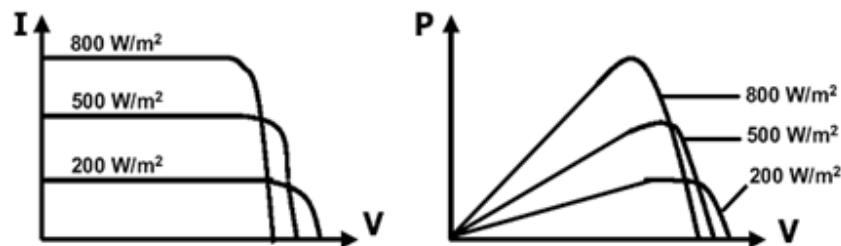


Figura 19: Efecto de la radiación solar. Curvas IV y PV [1].

Viendo la gráfica se puede observar que:

- La corriente de cortocircuito aumenta al aumentar la irradiación.
- La tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la irradiación.
- La potencia máxima aumenta al aumentar la irradiación.

Las siguientes figuras 20 y 21 son las curvas características del módulo utilizado en este proyecto (TENESOL® TE 2000/210 Poly).

En este caso la temperatura de la célula está fija en 40°C. Se observa como he dicho anteriormente que la corriente de cortocircuito aumenta al aumentar la irradiación y también que la potencia aumenta al aumentar la irradiación. Lo que no se aprecia es que la tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la irradiación. La explicación a esto, como veremos a continuación, es que la tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la temperatura. Si aumentamos la intensidad de la irradiación pero mantenemos la temperatura de la célula constante, ocurre lo contrario, es decir, la tensión de circuito abierto aumenta al aumentar la irradiación aunque muy levemente. Esto es un caso de cómo influye la temperatura en el proceso fotovoltaico que veremos a continuación.

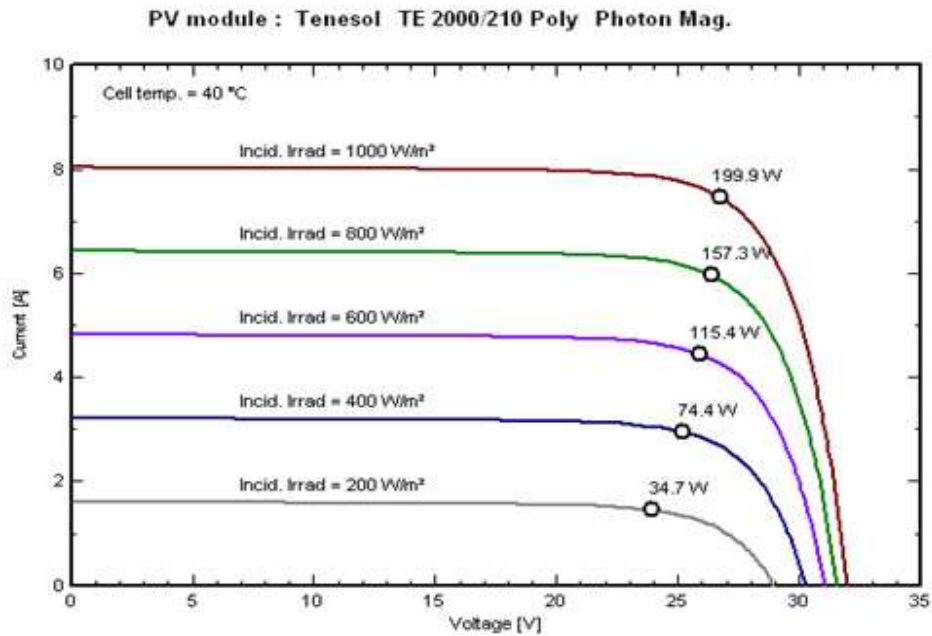


Figura 20: Curva IV módulo TENESOL® TE 2000/210 en función de la irradiación. [PVSYST®].

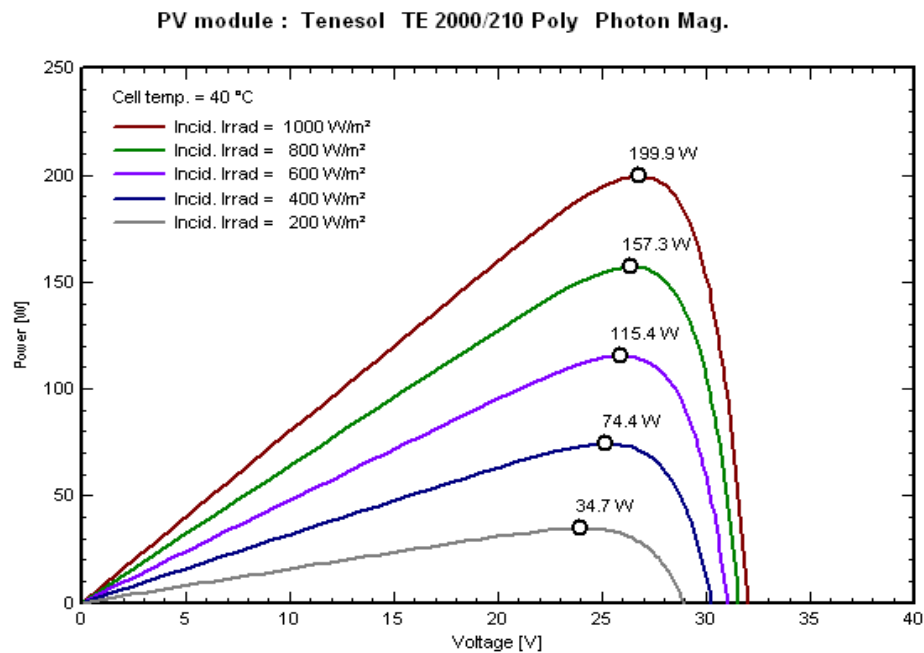


Figura 21: Curva PV módulo TENESOL® TE 2000/210 en función de la irradiación. [PVSYST®].



4.4.2. EFECTO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE LAS CELDAS.

Otro factor que influye en el rendimiento de los módulos es la temperatura de operación de las celdas. Por un lado, la corriente aumenta con la temperatura, pero el voltaje disminuye en un porcentaje mayor y por lo tanto la potencia de generación también disminuye al aumentar la temperatura. En la tabla 2, se muestran los porcentajes de disminución y aumento para valores característicos.

Efecto de la temperatura sobre	Cambio relativo
Voc	-0.37 %/°C
Isc	+0.1 %/°C
Vp	-0.57 %/°C
Ip	+0.07 %/°C

Tabla 2: Efecto de la temperatura.

En las siguientes curvas (Figura 22) se muestra el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en los módulos fotovoltaicos. Esta vez, el efecto se manifiesta en el voltaje del módulo.

TEMPERATURA

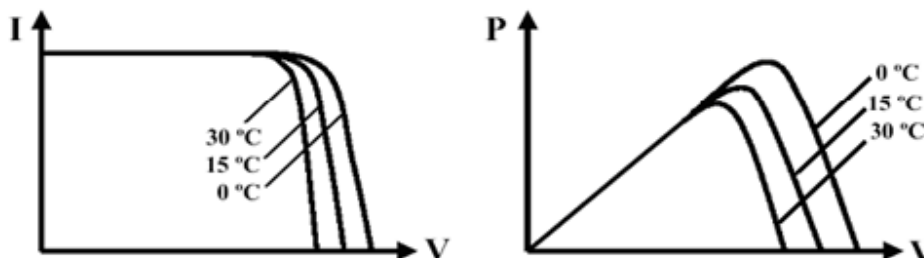


Figura 22: Efecto de la temperatura. Curvas IV y PV [1].

Viendo la figura 23 se puede observar que:

- Aumenta ligeramente la Intensidad de cortocircuito.
- Disminuye la tensión de circuito abierto, aprox: -2.3 mV/°C.
- La potencia máxima disminuye al aumentar la temperatura. La potencia nominal se reduce aproximadamente un 6% cada 15 grados centígrados.
- El Factor de Forma disminuye.



Factor de forma (FF): Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito.

- El rendimiento decrece.

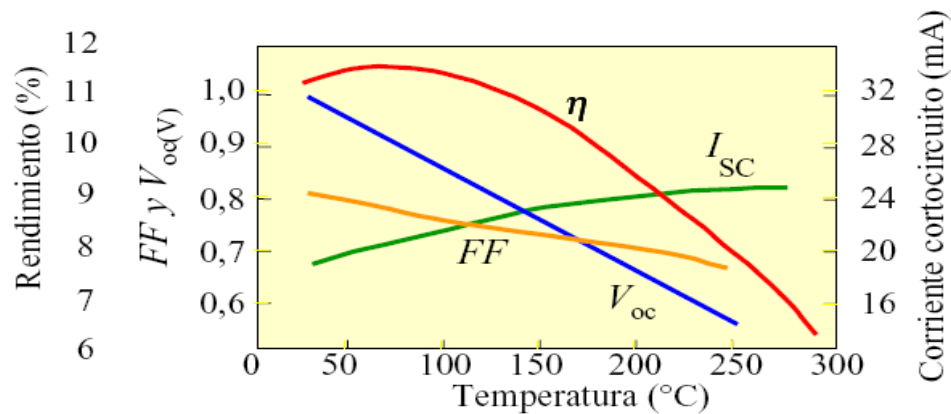


Figura 23: Efecto de la temperatura sobre el rendimiento, corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y factor de forma [47].

Las siguientes gráficas (Figuras 24 y 25) son las curvas características del módulo utilizado en este proyecto (TENESOL® TE 2000/210 Poly). En este caso la irradiación incidente es constante (1000 m/W2) y varía la temperatura de operación de la célula fotovoltaica.

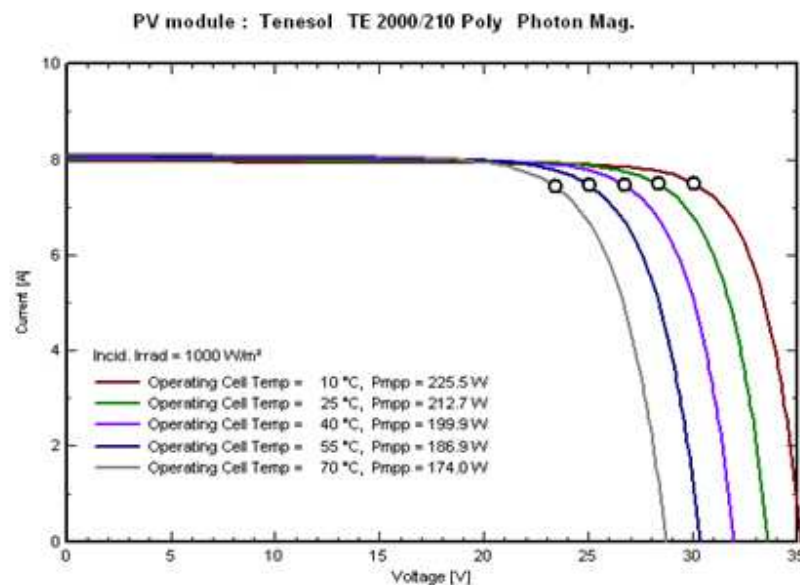


Figura 24: Curva IV módulo TENESOL® TE 2000/210 en función de la temperatura. [PVSYST®].

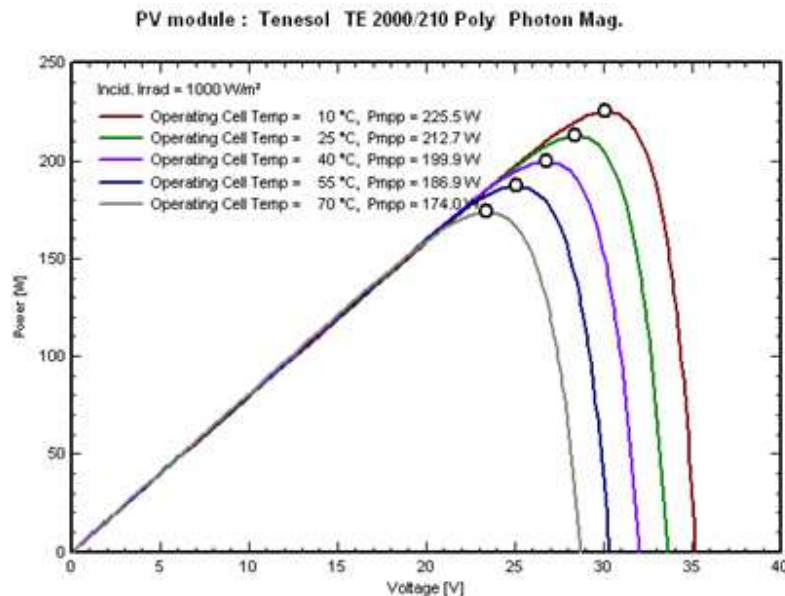


Figura 25: Curva PV módulo TENESOL® TE 2000/210 en función de la temperatura. [PVSYST®].

4.4.3. EFECTO DE LA SOMBRA.

Hasta ahora al hablar de las células y de los módulos, hemos supuesto que la iluminación era uniforme y que las células que integraban el panel fotovoltaico eran iguales y estaban irradiadas por igual y además se encontraban a la misma temperatura.

Sin embargo, es frecuente que no todas las células trabajen en las mismas condiciones. Un ejemplo claro sería que una parte estuviera afectada por una nube y la otra no, o que el edificio del centro comercial sombreara una parte de los paneles y la otra no. También puede ocurrir que en un mismo panel parte de las células estuviesen a la sombra y el resto al Sol. Alguno de estos defectos se pueden evitar con un buen diseño pero otros no. Los dos efectos que producen la dispersión de los parámetros son:

- Reducción de la potencia máxima del campo.
- Algunas células pueden convertirse en cargas, disipando parte de la energía producida por los demás.

El primer efecto, el de dispersión de los parámetros se conoce también con el nombre de pérdidas por desacoplo (*mismatch losses*). Los fabricantes suelen clasificar las células por categorías de forma que las que componen un módulo tengan iguales características, en concreto la misma corriente en cortocircuito. De la misma manera operan con los módulos, los clasifican de acuerdo con la corriente en el punto de máxima potencia.

El efecto de sombreado parcial es en muchos casos inevitable, y es que puede haber alguna célula que invierta su polaridad convirtiéndose por lo tanto en una carga que disipará toda la

energía producida por el resto de las células. Si la potencia disipada tiene un valor elevado la célula elevará su temperatura pudiendo llegar a su destrucción. Este fenómeno se conoce con el nombre de punto caliente, y para evitarlo se recurre a la inserción de protecciones (diodos “*bypass*”). Éstos se colocan en paralelo con un grupo de celdas en serie, por lo general entre 12 o 18 celdas, y evitan que se las celdas sombreadas en ese grupo disipen potencia.

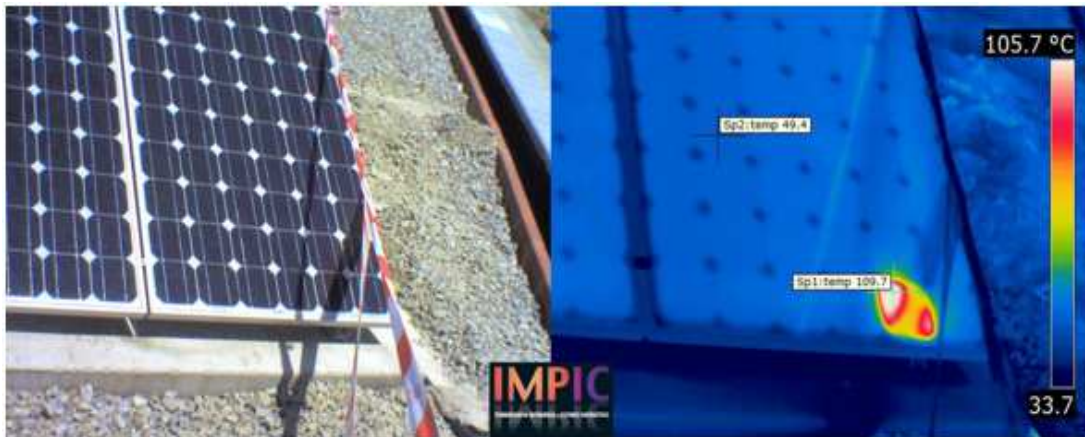


Figura 26: Efecto del sombreado parcial [48].

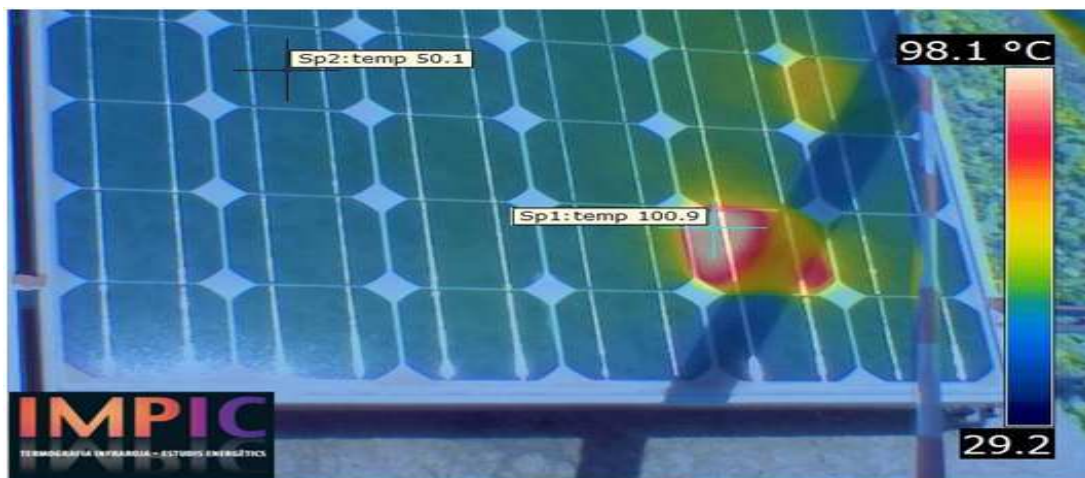


Figura 27: Efecto del sombreado parcial [49].

5. SIMULACIÓN.

El modelo de simulación presenta el siguiente esquema:

- Condiciones ambientales: (radiación, temperatura,...)
- Paneles fotovoltaicos: en función de las condiciones ambientales generan potencia eléctrica.



- Perfil de sombras: considera las sombras del entorno y de los propios paneles entre sí.
- Inversor: adapta las condiciones de generación eléctrica a los requerimientos del usuario.

Existen programas comerciales que consideran el funcionamiento del sistema hora a hora. En el caso de estudio se ha trabajado con PVSYST®, programa reconocido internacionalmente.

Este programa permite realizar el diseño, simulación y análisis de datos de una instalación fotovoltaica. El software ha sido desarrollado por CUEPE, el centro de energía de la Universidad de Ginebra, es actualmente uno de los más avanzados que existen a nivel mundial para el cálculo de sistemas fotovoltaicos y junto con los datos de radiación y de los equipos utilizados puede predecir la energía inyectada a la red.

PVSYST permite realizar diseños a diferente nivel (Figuras 28 y 29):

- *Preliminary design*: diseño rápido y sencillo que permite dimensionar tanto una instalación aislada, como conectada a la red.
- *Project design*: realiza una simulación detallada con valores horarios, que ayuda a definir el campo fotovoltaico y elegir correctamente los componentes.
- *Tools*: proporciona una amplia elección de las herramientas solares.

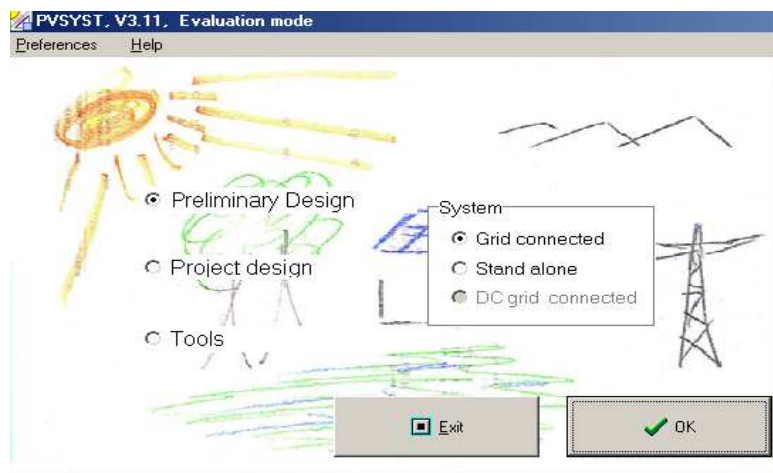


Figura 28: PVSYST®.
[PVSYST®].

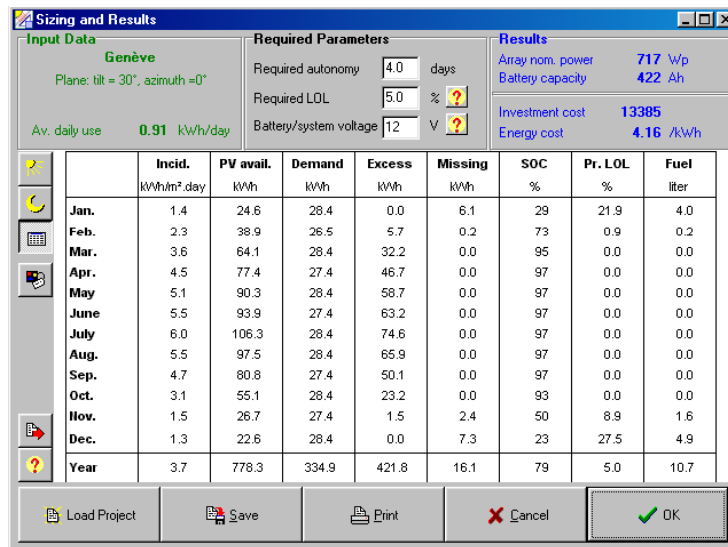


Figura 29: PVSYS®.
[PVSYS®].

Por ejemplo, el nivel "Project design" permite al usuario:

- Disponer de una base de datos de los componentes fotovoltaicos, y de posibles lugares donde ubicar la instalación.
- Indicar la orientación del panel, eligiendo entre múltiples configuraciones, como orientación única, doble, automática...
- Definir el esquema de la instalación. Si la instalación está conectada a la red, el usuario debe introducir la potencia deseada y elegir el inversor y el módulo fotovoltaico de la base de datos. Si el sistema es aislado el usuario primero tiene que definir su consumo eligiendo los electrodomésticos que tiene con su tiempo de operación. Además tiene que decidir los días de autonomía que tiene la batería.
- Calcular tanto las sombras cercanas como las lejanas, permitiendo dibujar la geometría del sistema completo y mostrando las sombras que se producen en función de la posición del sol.
- Realizar la evaluación económica utilizando precios reales y condiciones de inversión en cualquier moneda.
- El programa condensa los resultados más significativos en tablas y gráficas (Figura 29).



V.- DISEÑO DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO.

1. RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS.

1.1. TITULAR.

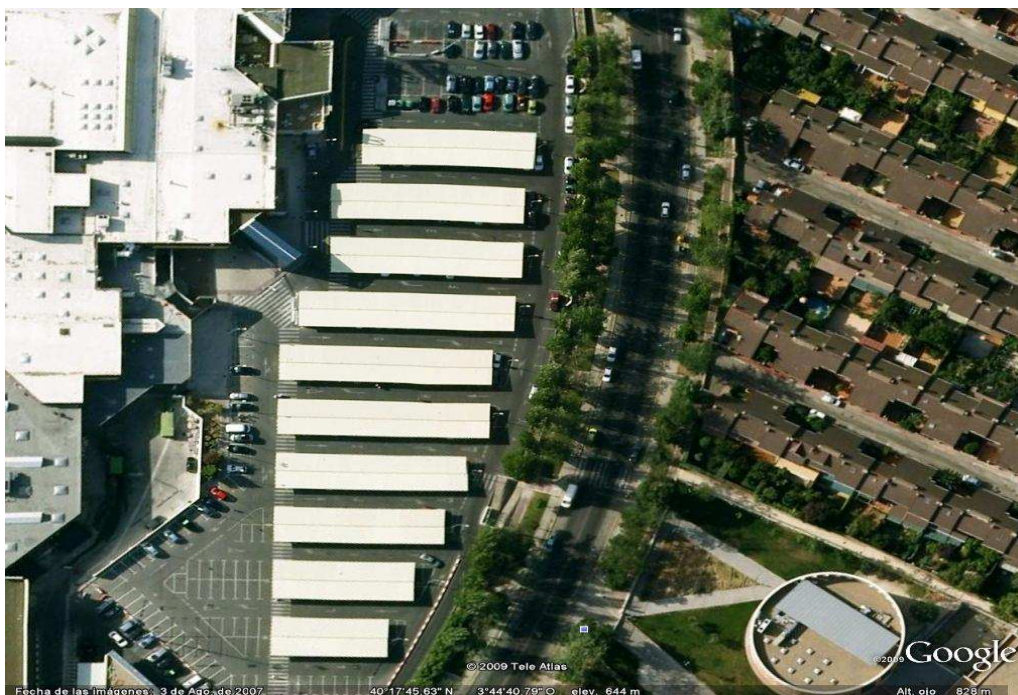
El titular de la instalación es Centro comercial Getafe III.

1.2. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

La instalación generadora de energía eléctrica de origen fotovoltaico, con una potencia de 302.4 kW, se sitúa sobre la marquesina del aparcamiento exterior del centro comercial Getafe III. Dicho parking se encuentra en la localidad de Getafe (40°18'0" N, 3°43'0" W), concretamente en el sur de Getafe, en el Barrio "Sector III". Las figuras 30 y 31 obtenidas de *Google Earth* nos muestran una vista vía satélite del centro comercial y del aparcamiento objeto de este proyecto.



*Figura 30: Vista vía satélite del centro comercial Getafe III.
[Google Earth]*



*Figura 31: Vista vía satélite del parking exterior objeto de este proyecto.
[Google Earth]*

1.3. ZONA CLIMÁTICA EN FUNCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL.

En la tabla 3 y la figura 32 se marcan los límites de zonas en España. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas [67].

RADIACIÓN SOLAR GLOBAL		
ZONA CLIMÁTICA	MJ/m ²	KWh/m ²
I	$H < 13.7$	$H < 3.8$
II	$13.7 \leq H < 15.1$	$3.8 \leq H < 4.2$
III	$15.1 \leq H < 16.6$	$4.2 \leq H < 4.6$
IV	$16.6 \leq H < 18.0$	$4.6 \leq H < 5.0$
V	$H \geq 18.0$	$H \geq 5.0$

Tabla 3: Radiación solar global en España.

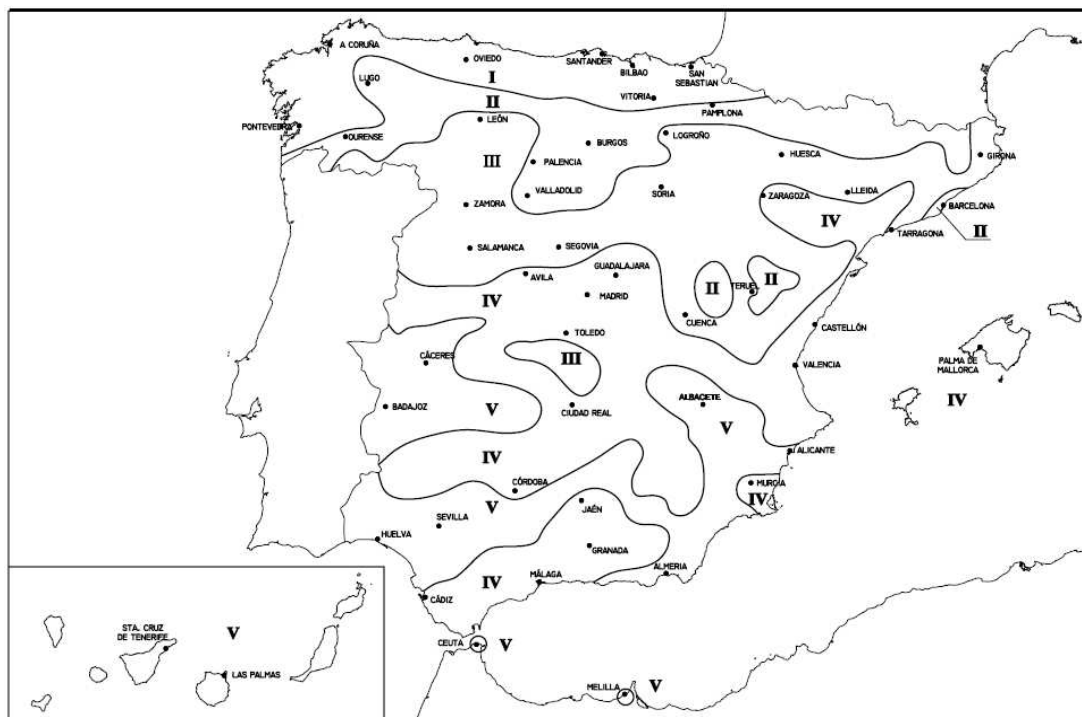


Figura 32: Zonas climáticas de España en función de la radiación solar [69].

Toda la comunidad de Madrid se encuentra en la zona climática IV por lo que según los valores de la tabla tendremos una radiación global entre 4.6 y 5.0 kWh/m².

2. OBJETO.

El objetivo de este proyecto de fin de carrera es dimensionar una instalación solar fotovoltaica en un parking exterior en el centro comercial Getafe III situado en Getafe (Madrid), de forma que cumpla con la normativa vigente.

Se analizará la viabilidad de la instalación, dimensionándola de tal forma que se obtenga la mayor eficiencia energética.

Se especifican los datos técnicos, el entorno legislativo y económico para la construcción de una instalación generadora de energía eléctrica de origen fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos estarán ubicados en cubierta y la potencia total instalada será de 302.4 kW.

3. GENERALIDADES.

El incremento de consumo energético esta siendo mantenido fundamentalmente por la utilización de combustibles fósiles, estos corren el peligro de agotarse en un periodo definido de tiempo. La utilización de los combustibles fósiles genera una contaminación ambiental, que esta amenazando seriamente el equilibrio climático del planeta.



El beneficio medioambiental del proceso fotovoltaico, el cual utiliza la luz solar para la generación directa de energía eléctrica, es evidente. Las ventajas del empleo de esta técnica productora de energía son varias:

- Es una fuente de energía limpia, no contamina.
- Reduce el consumo de los combustibles fósiles y por tanto los efectos contaminantes que se derivan de su consumo.
- Es silenciosa.
- Fuente de generación, el sol, es inagotable.
- La electricidad generada por la producción fotovoltaica es de muy alta calidad.
- Su forma de onda es prácticamente una senoide perfecta, con $\cos(\phi)$ igual a uno.

España, como firmante del Protocolo de Kioto, se ha comprometido a reducir las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera y evitar así la expansión del efecto invernadero.

Fiel a este principio, favorece la creación de instalaciones de producción de energías renovables, entre las cuales se encuentra la producción fotovoltaica.

La implantación de nuevas fuentes de energía renovables se convierte en una necesidad y se han creado unos objetivos. Uno de estos objetivos es que para 2020 un 20% de la electricidad interior provenga de fuentes de energía renovables [32].

La energía fotovoltaica producida por el complejo que contempla este proyecto, debidamente acondicionada a través de equipos inversores, podrá ser inyectada a la red y utilizada directamente por distintos equipos receptores.

La tecnología fotovoltaica es una tecnología madura, de alta duración (25 años con una reducción en el rendimiento en torno al 10%), pudiendo continuar su explotación posteriormente con un rendimiento menor.

4. NORMATIVA APLICABLE.

Todos los componentes, materiales, el diseño e instalación del proyecto cumplirán con la Normativa y Legislación vigentes que se expresan a continuación.

- Ley 54 / 1997 [54].
- Real Decreto 842 / 2002 [55].
- Real Decreto 1663 / 2000 [52].
- Real Decreto 436 / 2004 [56].
- REAL DECRETO 1556/2005 [57].
- Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de la energía.



- Real Decreto 3.275/1982 [59] [60].
- Autorización de Instalaciones Eléctricas. Aprobado por Ley 40/94, de 30 de Diciembre, B.O.E. de 31-12-1994 [61].
- Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-94 [62].
- Real Decreto 1955/2000 [63].
- Real Decreto 614/2001 [64].
- Orden de 13-03-2002 de la Consejería de Industria y Trabajo [65].
- NTE-IEP. Norma tecnológica del 24-03-73, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra [66].
- Normas UNE y recomendaciones UNESA.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Ordenanzas municipales del ayuntamiento donde se ejecute la obra.
- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones.
- Normas particulares de la compañía suministradora.
- Cualquier otra normativa y reglamentación de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones.
- Norma Básica de la Edificación (NBE) [67].
- Pliegos Técnicos de condiciones de IDAE-PTC-C. [70]
- Real Decreto 1578/2008 [68].

La Instalación fotovoltaica presupuestada cumple con los requerimientos recogidos en el Real Decreto 1663 / 2000 sobre inyección a red de la energía producida por sistemas fotovoltaicos, de forma que la energía producida por dicha instalación puede ser vendida íntegramente a la compañía eléctrica al precio que marca el RD [52].



5. INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.

El parking se ubica en una explanada situada junto al centro comercial del Sector III de Getafe, en suelo urbano consolidado S.U.C., donde es de aplicación la Ordenanza 11c COOPERATIVAS, CENTRO URBANO INTEGRADO.

A su vez, el centro comercial está rodeado por la Zona de Ordenanza 11ª COOPERATIVAS, ocupada, en su práctica totalidad, por viviendas unifamiliares en línea de dos plantas de altura más el espacio bajo cubierta que, para dicho aprovechamiento, es inclinada, con pendiente máxima de 30°.

El entorno del centro comercial se configura por dichas viviendas unifamiliares con patios ajardinados y en la zona próxima al centro comercial por edificios de carácter público, como los juzgados de Getafe, biblioteca, institutos, instalaciones deportivas...etc.

El centro comercial de grandes proporciones debido a sus sucesivas ampliaciones se encuentra en medio de una zona residencial, como un elemento que nada tiene que ver tipológicamente, con el paisaje que le rodea pero que se ha convertido en elemento de ocio de los habitantes de la zona debido a su oferta comercial.

En éste sentido, respecto del centro comercial, el parking proyectado se integra plenamente en el mismo. Debido al diseño de las marquesinas que protegen a los coches aparcados, sirve de soporte de la instalación fotovoltaica superpuesta y además es respetuoso con su entorno atendiendo a las siguientes consideraciones:

- La altura de las marquesinas es la mínima necesaria para permitir el uso razonable de las mismas y cumplir las exigencias fijadas en el planeamiento de Getafe para el uso de aparcamiento.
- Su cubierta, inclinada 20°, es coherente con la función de los módulos de captación de energía solar superpuestos a la misma y, al mismo tiempo, reproducen la inclinación de las cubiertas circundantes.
- Con el escalonamiento de las cubiertas del parking, estudiado además para evitar sombras autoarrojadas, se consigue reducir la excesiva altura que tendrían en el caso de no existir.

Por todo lo anteriormente expresado podría considerarse que el parking es un ejemplo de integración entre una instalación de captación y producción de energía, por medio, en éste caso, de un elemento arquitectónico que tiene, además, la función de albergar y proteger los vehículos aparcados.

Esta compatibilidad de funciones, aportada por el diseño del mismo, minimiza el impacto visual y anímico que para los habitantes del barrio y los visitantes supondría un parking al aire libre sin cubrición de los vehículos (una explanada de asfalto y coches), o una extensión de paneles fotovoltaicos sin otra función que la suya propia, de captación de



energía, rodeada por una verja ajena a otras necesidades de los usuarios del centro comercial. Se pretende con ello conseguir una integración dentro de nuestra vida cotidiana y entorno.

6. IMPACTO MEDIO-AMBIENTAL.

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc.) y los derivados de su generación (excavaciones, minas, canteras, etc.).

Los efectos de la energía solar fotovoltaica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

- **Clima:** la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.
- **Geología:** Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la Naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.
- **Suelo:** al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características físico-químicas del suelo o su erosión es nula.
- **Aguas superficiales y subterráneas:** No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- **Flora y fauna:** la repercusión sobre la vegetación es nula, y, al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.
- **Paisaje:** los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. Además, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas.
- **Ruidos:** el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor.
- **Medio social:** El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto. Además, en gran parte de los casos, se pueden integrar en suelos no productivos. Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos



lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso por ejemplo de los Espacios Naturales Protegidos.

6.1. RESIDUOS QUE SE GENERAN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Los residuos que generará la planta serán de dos tipos:

Residuos sólidos urbanos, que serán separados en fracciones a saber:

- Orgánicos.
- Línea amarilla.
- Papel.
- Vidrio.

Estos residuos serán entregados por el procedimiento que se acuerde con el Excmo. Ayuntamiento para su recogida o entrega.

Residuos de componentes eléctricos y electrónicos que se generen como consecuencia del mantenimiento. Como la cantidad de los mismos debe ser pequeña, estos se almacenarán en un contenedor específico para que cuando el volumen sea significativo se preceda a su entrega por medio de un gestor autorizado para este tipo de residuos.

6.2. PROCESO.

Este proceso fotovoltaico directo no requiere ningún tipo de elementos añadidos para la realización del mismo, por lo cual la única materia prima es la radiación solar, y el producto final directo la corriente eléctrica, implica por tanto que el proceso es inocuo, no generando:

- Vibraciones.
- Ruidos.
- Calor.
- Olores
- Residuos (salvo pequeños productos de mantenimiento).
- Vertidos.
- Ningún tipo de contaminante.

6.3. ENERGÍA CONSUMIDA.

Menos del 3% de la generada.

6.4. PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS OBTENIDOS.

Energía eléctrica de muy alta calidad, sinusoidales perfectas, coseno de ϕ igual a 1 y 120 grados de desfase entre fases, con una distorsión armónica mínima.



6.5. EMISIONES GASEOSAS.

Esta planta (302.4 kWn) evitará con su producción la emisión a la atmósfera de 263.1 Tm de CO₂. La actividad no produce ningún otro tipo de emisión gaseosa.

6.6. NIVELES DE PRESIÓN SONORA Y VIBRACIONES.

Ruidos:

- Despreciable

Vibraciones:

- Despreciable

7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

La instalación fotovoltaica diseñada posee una potencia nominal de 300 kW. Está constituida por 1440 paneles fotovoltaicos de 210 Wp, con una potencia total instalada de 302.4 kW.

Se trata de una obra nueva y se ha distribuido la instalación integrada en la estructura de la cubierta, por lo que se ha realizado un diseño nuevo de dicha cubierta minimizando el impacto visual.

La instalación se ha dividido en tres huertas con potencia nominal cada una de 100 kW. La distribución por huerta será de 20 paneles en serie por 24 series en paralelo. Cada huerta tendrá una potencia instalada de 100.8 kW. El total de la instalación (las 3 huertas) serán series de 20 paneles por 72 series en paralelo teniendo una potencia total instalada de 302.4 kW y una potencia nominal de 300 kW. Obteniendo una tensión por serie inferior al rango de trabajo del inversor, en el rango de temperatura seleccionado. Se ha considerado un rango de temperaturas de funcionamiento, en un año tipo, entre (-10°C)-(+40°C), que es la temperatura prevista según ubicación y localización de la instalación.

Se han seleccionado 3 inversores trifásicos con una potencia de salida de 100 Kw. El inversor recibe potencia de 24 series en paralelo con 20 paneles por serie (100.8 kW).

A la salida de los inversores se instalará un cuadro eléctrico, dónde irán dispuestos todas las protecciones de la salida de estos tres inversores. La línea trifásica de salida se conducirá, a la Caja General de Protección y Medida (C.G.P.M.), dónde se produce el enganche a la red de compañía.



8. GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El módulo fotovoltaico transforma parte de la energía proveniente del sol, en energía eléctrica en forma de corriente continua. Se ha seleccionado el modulo fotovoltaico TENESOL®: TE 2000/210 Poly.

8.1. CARACTERÍSTICAS MODULO FOTOVOLTAICO.

El panel fotovoltaico TE 2000/210 Poly está constituido por 54 células de silicio / 6x9 policristalinas de 156x156 mm de tamaño.

TENESOL® fabrica sus módulos fotovoltaicos en sus propias fábricas ubicadas en Toulouse (Francia) y Cape Town (RSA).

Los módulos utilizan la tecnología de las células multicristalinas de alto rendimiento que son medidas individualmente y clasificadas antes de la encapsulación.

La estructura vidrio templado / EVA / Tedlar minimiza el peso, brinda una estanquidad perfecta y protege duraderamente a las células, de conformidad con estrictas normas de calidad, estos módulos soportan las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

El marco de aluminio reforzado de 50 mm permite una manutención simple y un montaje fácil y rápido.

Cada módulo es objeto de un control de calidad individual y por tanto cada uno posee una ficha numerada de prueba de rendimiento.

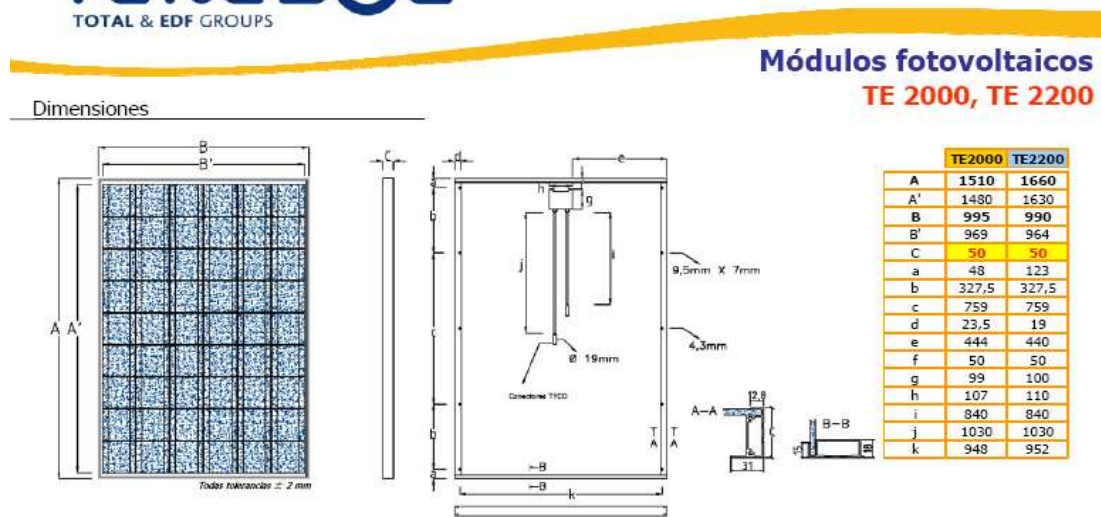


Figura 33: Módulos TENESOL® TE 2000, TE 2200 [36].

TE 2000, TE 2200

180 a 240 Vatios Pico
Multicristalino, tipo vidrio/Tedlar

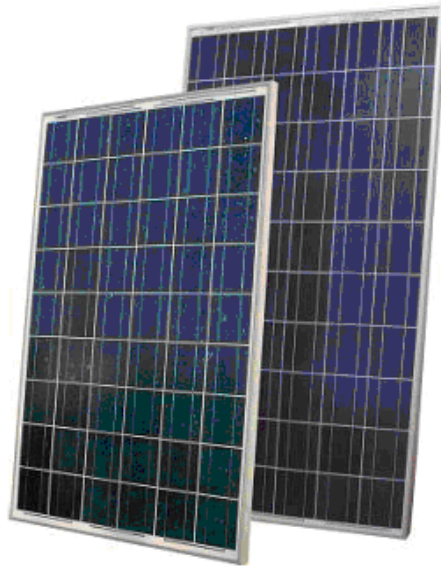


Figura 34: Módulos TENESOL® TE-2000, TE 2200 [36].

Estos módulos son capaces de producir energía con tan sólo un 4-5% de radiación solar. Este nos asegura un alto aprovechamiento de la potencia que es suministrada, por el sol.

El rango de potencia de salida está comprendido entre el -5% y el 5% medida bajo las certificaciones de: IEC 61215 + TUV class II. Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula, ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo.

La caja de conexión lleva incorporados los diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto.

A continuación se muestran las características técnicas del panel fotovoltaico TE 2000/210 Poly (Tablas de la 4 a la 9):



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Potencia Típica (Wp)	210
Potencia mínima (Wp)	205
Potencia máxima (Wp)	215
Límite de clase de potencia (Wp)	-5/+5
Límite de clase de potencia (%)	±2.38
Tensión a potencia máxima Vpm (V)	26.9
Corriente a potencia máxima Ipm (A)	7.8
Tensión Circuito Abierto Voc (V)	33.1
Corriente de cortocircuito Isc (A)	8.2

Tabla 4: Características eléctricas del módulo TENESOL® TE 2000/210.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA	
Temp. Coef. De tensión	-116.1 mV/°C
Temp. Coef. De corriente	+ 4.4 mA/°C
Temp. Coef. De potencia	-0.46 %/°C
NOCT (°C)	45

Tabla 5: Influencia de la temperatura en el módulo TENESOL® TE 2000/210.

CÉLULAS	
Tamaño	156 x 156 mm
Disposición	54 células / 6 x 9
Tipos de células	Multicristalino

Tabla 6: Células del módulo TENESOL® TE 2000/210.

INFORMACIONES GENERALES	
Tensión máxima del sistema (V)	1000
Diodos	3 by-pass
Conexión	Conectores Tyco
Peso (Kg)	18

Tabla 7: Informaciones generales del módulo TENESOL® TE 2000/210.



CERTIFICACIONES
IEC61215 + TUV class II

Tabla 8: Certificaciones del módulo TENESOL® TE 2000/210.

GARANTÍA		
Garantía de producto	de	5 años
Garantía de potencia	de	25 años –80% de la potencia mínima / 10años – 90% de la potencia mínima

Tabla 9: Garantía del módulo TENESOL® TE 2000/210.

Pruebas realizadas bajo condiciones estándar STC:

- Insolación: 1000 W / m².
- Am: 1.5.
- Temperatura: 25 °C.

A continuación se muestran las curvas características (I-V y P-V) (Figuras 35 y 36) de los módulos fotovoltaicos elegidos para este proyecto.

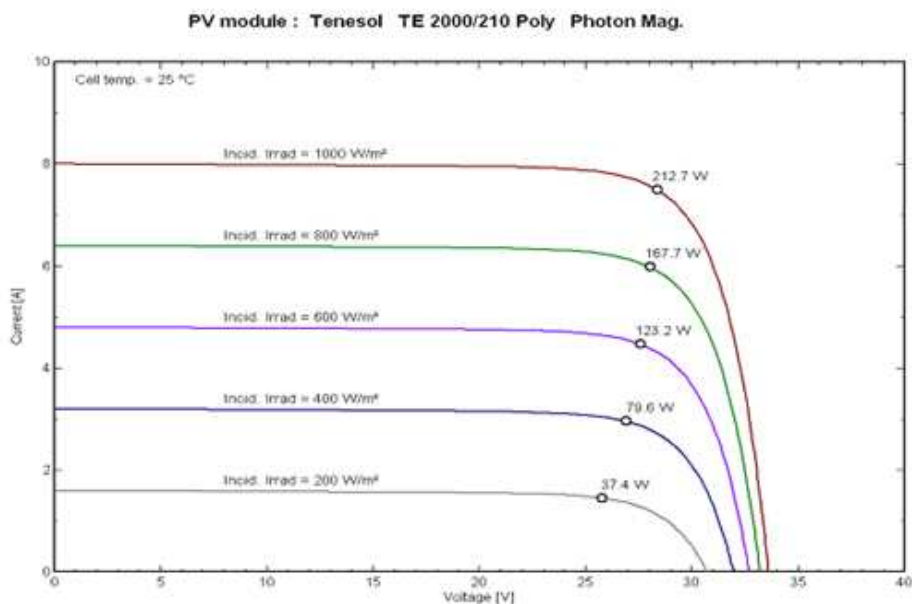


Figura 35: Curvas IV módulos TENESOL® TE 2000/210 poly.
[PVSYST®].

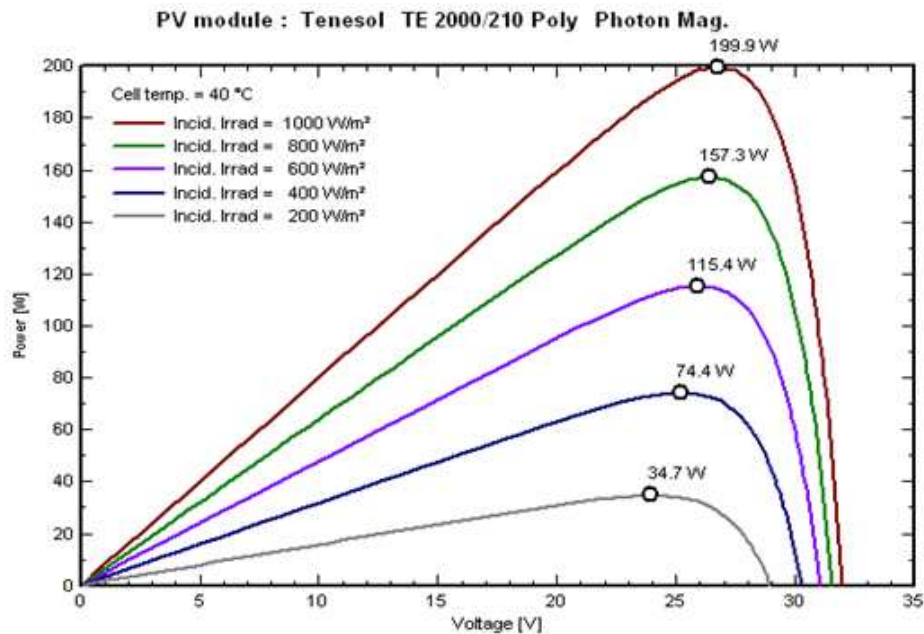


Figura 36: Curvas PV módulos TENESOL® TE 2000/210 poly.
[PVSYST®].

9. INVERSOR.

Los inversores son elementos electrónicos que transforman la corriente continua proporcionada por el generador fotovoltaico en corriente alterna. Esta conversión DC/AC se realiza en la tensión, frecuencia y fase adecuada para ser inyectada a la red. A continuación se expone la ficha de características de los inversores empleados.

9.1. SELECCIÓN DEL INVERSOR.

El inversor seleccionado es de la fábrica INGETEAM®, el modelo: INGECON® Sun 100. Se trata de un inversor trifásico de 100 kW.

Características generales:

- Amplio rango de tensión de entrada. Máxima de hasta 900 Vdc.
- Sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- Alto rendimiento energético, mayor del 96%.
- Muy baja distorsión armónica (THD) del 3%.
- Posibilidad de conexión en paralelo sin limitación.
- Protecciones eléctricas integradas.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC incluidos.
- Vigilancia anti-isla con desconexión automática. Posibilidad de desconexión manual de la red.



- Pantalla LCD de 2 x 16 pulgadas y teclado para motorización en el frontal del equipo
- Grado de protección IP20.
- Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos, fallo de aislamiento.
- Certificado C.E. Directivas EMC y Baja Tensión.
- *Datalogger* interno para almacenamiento de datos.
- Vida útil de más de 20 años.
- Garantía de 5 años ampliable hasta 25 años.

Opciones:

- Comunicación por RS-485 o fibra óptica. Módem para telefonía fija o GSM / GPRS.
- Tarjeta de entrada adicional para la medición de temperatura, irradiación, etc.
- Relé de salida libre de potencial para la señalización de alarmas.
- Acceso remoto y diagnóstico de fallos.
- Programa INGECON® Sun Control sobre PC para visualización de parámetros, registro de datos, etc.

Características técnicas (Entrada/Salida), dimensiones y peso (Tablas de la 10 a la 12):

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (Entrada DC)	
Rango de tensión	405 – 750 Vdc
Máxima tensión	900 Vdc
Máxima corriente	286 A

Tabla 10: Características técnicas (entrada) del inversor INGECON® sun 100.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (Salida AC)	
Potencia nominal	100 kW
Corriente máxima	187 A
Tensión, frec. Nominal	3x400 Vac, 50/60 Hz
Distorsión armónica	<3% (THD)
Coseno de phi	1

Tabla 11: Características técnicas (salida) del inversor INGECON® sun 100.

DIMENSIONES Y PESO	
Dimensiones	1000x800x1800 mm
Peso	1162 Kg

Tabla 12: Dimensiones y peso del inversor INGECON® sun 100.



Figura 37: Inversor INGECON® sun 100 [41].

Eficiencia:

- Eficiencia máxima > 96%.
- Consumo nocturno 0 W.

Conforme a normas:

- Marcado CE.
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.
- Directiva Baja Tensión EN 50178.
- Posibilidad de desconexión manual.
- Con y sin transformador AC de aislamiento galvánico incluido.
- Conforme al RD 1663/2000.

Protecciones:

- Contra polarización inversa.
- Contra sobretensiones transitorias en la entrada y la salida.



- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Contra fallos de aislamiento.
- Sobretemperatura en el equipo.
- Protección anti-isla.

Generales:

- Interface usuario LEDs indicadores de estado y alarmas.
- Temperatura ambiente de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Humedad ambiente máxima 90% sin condensación.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC.

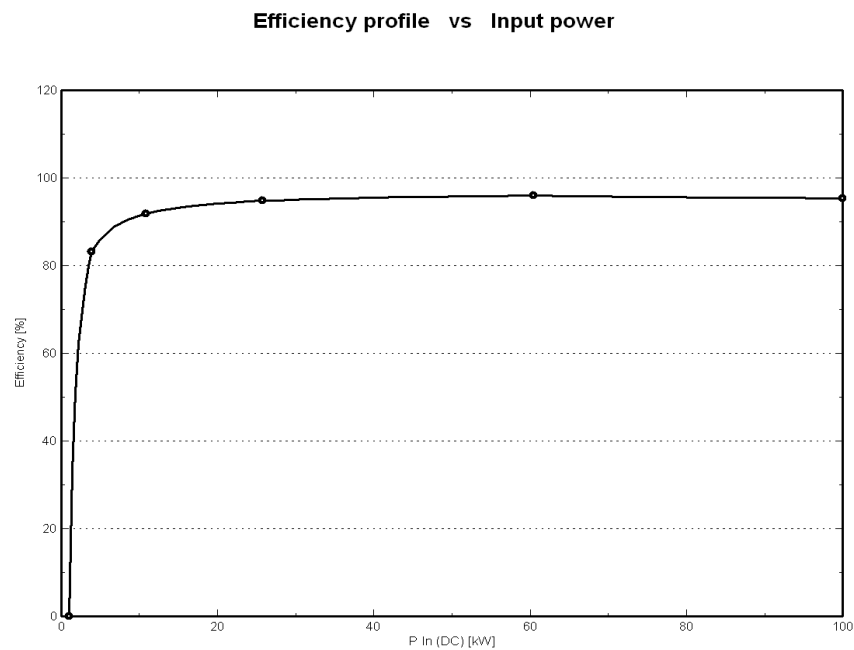
Opcional:

- Comunicación por RS-485 o fibra óptica.
- Módem para telefonía fija o GSM / GPRS.
- Tarjeta de entrada analógica (temperatura, irradiación, etc.).

Envolvente:

- Grado de protección IP20.

A continuación se muestra la curva de la eficiencia del inversor frente a la potencia de entrada (Figura 38):



*Figura 38: Curva eficiencia vs potencia de entrada (inversor INGECON® sun 100).
[PVSYST®].*



Cálculos:

El número de filas en paralelo tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila por el número de filas en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

Matemáticamente se determina mediante la expresión:

$$n_{ramales} \cdot I_{cc,ramal} \leq I_{max,INV} \quad (3)$$

Donde:

$n_{ramales}$	Número de filas en paralelo.
$I_{cc,ramal}$	Corriente de cortocircuito máxima de cada fila.
$I_{max, INV}$	Corriente máxima admisible de entrada al inversor.

Usando la ecuación (3) en nuestro caso:

$n_{ramales}$ (por inversor) = 24 ramales.

$I_{cc,ramal} = 8.2$ A.

$I_{max,INV} = 286$ A.

Comprobamos que se cumpla la especificación:

$$24 \cdot 8.2 \leq 286$$

$$196.8 \leq 286$$

Se cumple que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila es menor que la corriente máxima admisible a la entrada del inversor.

La instalación fotovoltaica se diseña en función del rango de tensiones a la entrada del inversor. En este caso el rango es de 405-750 V.

El programa de diseño nos muestra los siguientes valores de tensión:

- Voltaje en condiciones de operación (60°C): 490 V.
- Voltaje con una temperatura en los módulos de -10°C: 746 V.

Como se puede observar dichos valores se encuentran dentro del rango de tensiones del inversor.



10. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.

Para la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica, se cumplirá lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 [52].

Para la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico. En este proyecto es el inversor el que proporciona la separación galvánica necesaria.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la red del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro. Habrá un cable de tierra accesible en los cuadros de continua, donde a través de los protectores de sobretensiones se puede derivar a tierra. La carcasa del inversor estará conectada a tierra, así como todos los elementos metálicos accesibles.

11. MONITORIZADO Y CONTROL.

Se establecerá un sistema de monitorizado de la planta, basado en diferentes niveles:

El sistema de monitorizado y control se encargará de realizar las funciones de supervisión del funcionamiento de los distintos elementos de la planta así como del control de algunos elementos (según necesidades) y de capturar las medidas necesarias de generación de energía eléctrica a efectos de facturación y de control de la marcha de la planta.

Dentro de este sistema se van a incluir los siguientes elementos:

11.1. INVERSORES.

En el inversor se establecen las siguientes variables a monitorizar y controlar:

Realizar la supervisión del inversor utilizado para convertir la corriente continua generada en los paneles solares en corriente alterna. Se supervisarán los siguientes elementos:

- Medidas de tensión y corriente alterna generada
- Estado del inversor (para detección de averías).
- Se podrá controlar el *Reset* del inversor y su marcha y/o paro en función del modelo exacto elegido.



11.2. CONTADORES

- Lectura de Medidas y Estado del Contador:
- Medida de energía eléctrica entregado a la compañía eléctrica
- Estado del contador (para detección de averías).

11.3. MAGNETOTÉRMICOS, DIFERENCIALES.

- Supervisión del estado de los magneto-térmicos y diferenciales utilizados.

12. CONEXIONES A RED. PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA.

La conexión a red se hará en media tensión, al tratarse de una instalación de más de 100 kW. Se facturará la diferencia entre la energía producida por la instalación fotovoltaica y lo consumido en modo apagado o *stand-by*. Esta facturación se llevará a cabo según marca el Real Decreto 661/2007 [53].



VI.- CÁLCULOS.

1. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBREADO.

Según el IDAE:

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo, serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 13. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos [70].

IDAE	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 13: Pérdidas por orientación e inclinación y sombras.

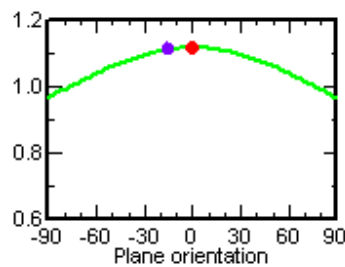
Nuestro caso es el tercero, integración arquitectónica.

1.1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

La orientación e inclinación en instalaciones fotovoltaicas es importante, los módulos deben de estar orientados e inclinados dentro de unos valores que permitan producir el máximo de energía eléctrica.

En nuestras latitudes, la orientación óptima de los módulos fotovoltaicos es 0° al sur. Sin embargo lo que se deja de generar por estar orientados hacia el sureste o suroeste representa sólo un 0,08% por cada grado de desviación respecto al sur (cuando se parten de desviaciones $\pm 25^\circ$ respecto al Sur). En nuestro caso la orientación es sureste con un azimut de -15° .

Según el programa de simulación PVSYST® la orientación óptima (anual) en nuestro caso se muestra en la figura 39:

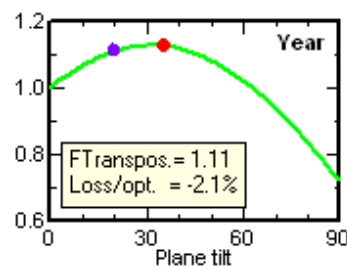


*Figura 39: Curva de las orientaciones del panel fotovoltaico (anuales).
[PVSYST®].*

La orientación óptima se representa con el punto rojo (0° respecto al sur), el punto azul representa nuestra orientación (azimut = -15°). Como se puede observar se encuentra cerca de los valores óptimos, por lo que respetaremos los porcentajes de pérdidas que marca el IDAE.

Del mismo modo, la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud del lugar donde se van a instalar empleando una inclinación comprendida entre 5° y 10° menos que la latitud. La latitud de Madrid es de 40° por lo que en nuestro caso la inclinación óptima se encuentra entre 30° y 35° .

Según el programa de simulación PVSYST® la inclinación óptima (anual) en nuestro caso se muestra en la figura 40:



*Figura 40: Curva de las inclinaciones del panel fotovoltaico (anuales).
[PVSYST®].*

El punto rojo representa el punto óptimo de inclinación para nuestra latitud, el cual se encuentra, como hemos dicho anteriormente, entre 30° y 35° . En cambio nuestro caso es el del punto azul con una inclinación de 20° , en este caso está un poco más lejos del punto óptimo, pero como se puede observar en la figura 40 se producen unas pérdidas por inclinación del 2.1% respecto al punto óptimo, porcentaje inferior al marcado por el IDAE.

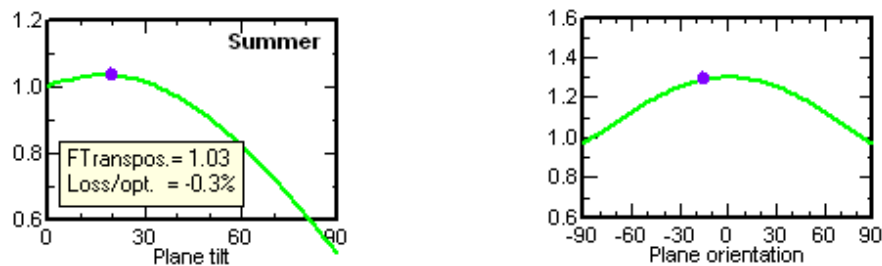
La orientación e inclinación también depende de la época del año en la que se quiere maximizar la producción, lo normal es colocarlos para que capten el máximo de irradiación anual, aunque lo que se deja de generar por estar tanto encima como por debajo de la inclinación óptima representa sólo un 0,2% por cada grado de desviación respecto de dicha inclinación (en un entorno de $\pm 15^\circ$ respecto a ésta).



Las figuras 41, 42, 43 y 44 muestran las inclinaciones y orientaciones óptimas en verano y en invierno:

Verano:

En verano la altura del sol es mayor y los ángulos de incidencia de la radiación solar son más perpendiculares por lo que las inclinaciones óptimas serán menores.

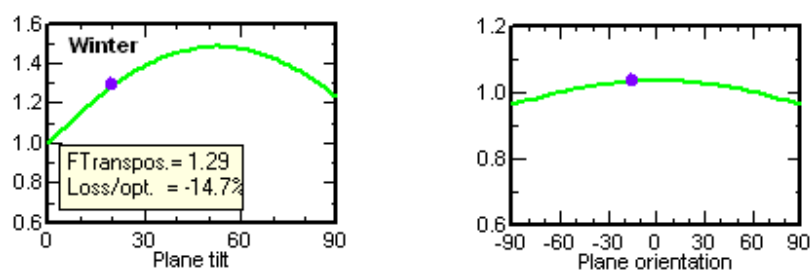


Figuras 41 y 42: Curvas de orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos (verano). [PVSYST®].

En nuestro caso al ser nuestra inclinación (20°) menor que la inclinación óptima anual (30° - 35°), en verano tendremos menos pérdidas (-0.3%). La orientación óptima sigue siendo 0° al sur.

Invierno:

En invierno ocurre lo contrario, el sol se encuentra a menos altura, los ángulos de incidencia de la radiación solar son menores y por tanto las inclinaciones de los módulos solares tienen que ser mayores. En nuestro caso tendremos mayores pérdidas en invierno ya que nuestra inclinación se encuentra muy por debajo de la inclinación óptima. La orientación óptima sigue siendo 0° al sur.



Figuras 43 y 44: Curvas de orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos (invierno) [PVSYST®].

En este proyecto se ha buscado la mejor solución anual, es decir, buscamos que se capte la mayor radiación anual, teniendo en cuenta además la integración de los paneles y su posible impacto visual.



En cualquier caso, es recomendable una inclinación superior a los 15° , para permitir que el agua de la lluvia se escurra; y donde nieva con cierta frecuencia es recomendable una inclinación superior a 45° , para favorecer el deslizamiento de la nieve. En definitiva, incluso asumiendo "pérdidas" (lo que se deja de generar) de hasta un 5-10% se tiene un gran abanico de posibilidades de orientación e inclinación, y se facilita la instalación de generadores fotovoltaicos en diferentes circunstancias. No obstante se debe procurar acercarse lo más posible a las condiciones óptimas de instalación.

Según el IDAE:

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación (β): definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut (α): definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

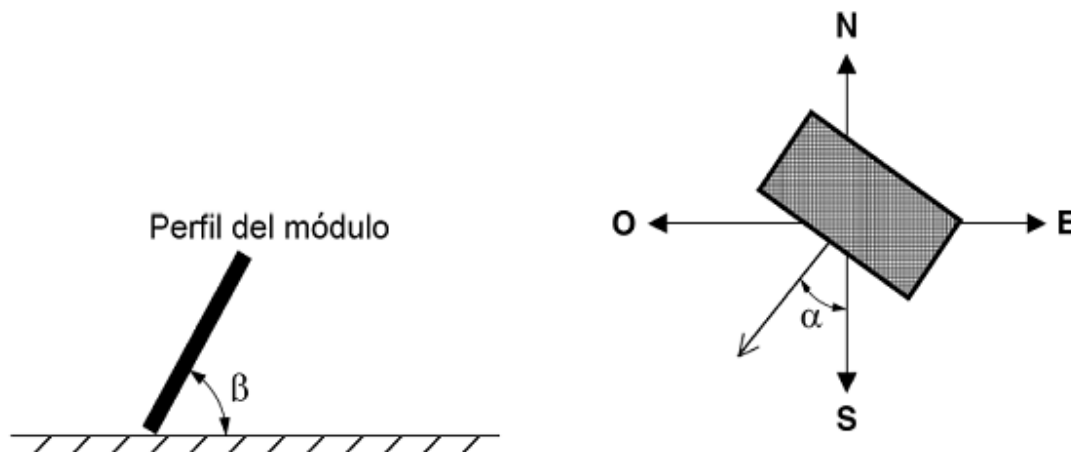


Figura 45: Representación del ángulo de inclinación (β) y el ángulo de orientación (α) [70].

En este proyecto se ha tomado una inclinación de 20° , valor que se encuentra dentro de los valores admisibles. Aparte de elegir para este proyecto una inclinación que se encuentre entre los valores óptimos también he tenido en cuenta el diseño de la nueva cubierta.

Como se ha explicado anteriormente la cubierta se encuentra escalonada en dos partes con paneles solares y una parte intermedia sin paneles para intentar aprovechar al máximo la superficie disponible, intentar tener la misma sombra para los vehículos y poder instalar el máximo número de paneles. También se tiene en cuenta el impacto visual, por ello esta escalonada ya que si se hubiera realizado en una sola parte la altura que hubiera tenido sería muy alta y el impacto visual mayor. La elección de la inclinación de los paneles y de la



parte sin paneles se ha decidido teniendo en cuenta la sombra que pudiera haber entre ellos, y que en el momento en el que el sol se encuentra más alto no se produjera sombra entre los paneles.

Procedimiento

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT (Pliego de Condiciones Técnicas).

Para ello se utilizará la siguiente figura 46, válida para una latitud (ϕ) de 41° , de la siguiente forma:

Conocido el azimut, determinamos en la figura 46 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\Phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al siguiente apartado.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (4)$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (5)$$

Siendo 0° su valor mínimo.

Donde:

Φ Latitud.

[Nota: Φ se expresa en grados]

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (6)$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2] \quad \text{Para } \beta \leq 15^\circ \quad (7)$$



Donde:

α Ángulo de azimut (ángulo de orientación).
 B Ángulo de inclinación de los módulos.
 Φ Latitud.

[Nota: α , β , Φ se expresan en grados]

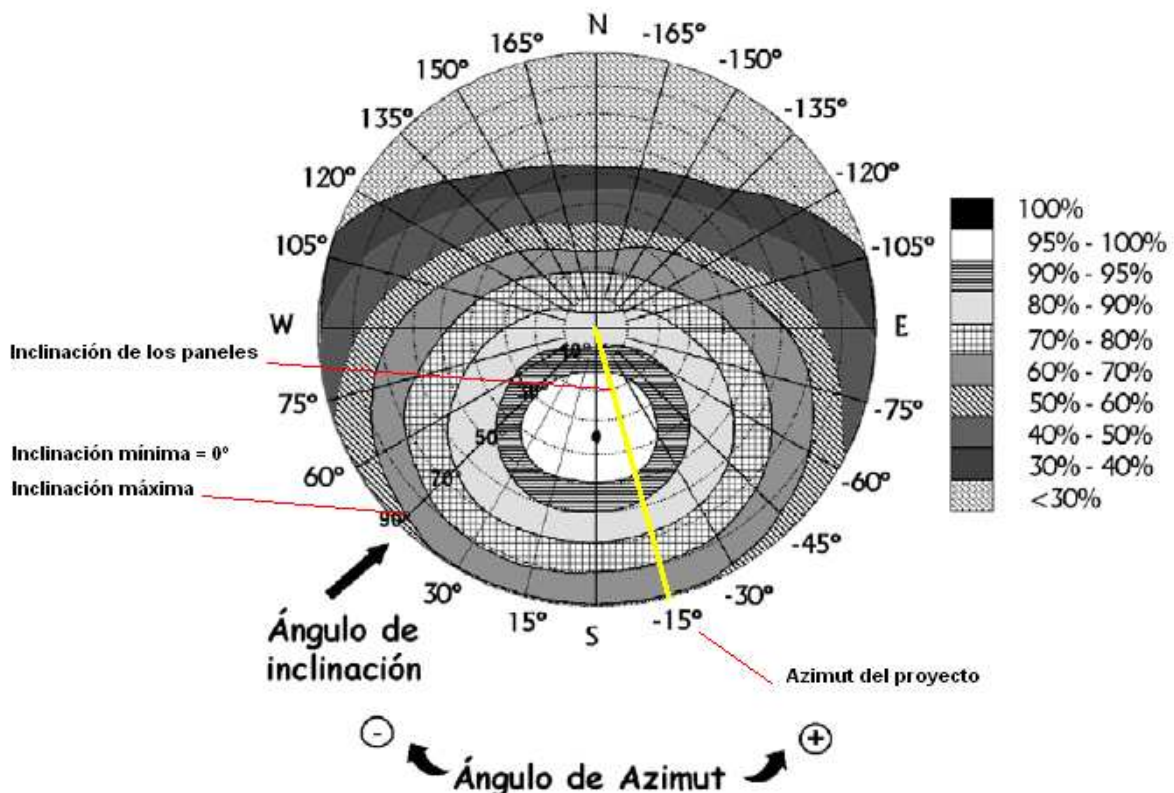


Figura 46: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación [70].

Conocido el azimut, cuyo valor es 15° sur-este, determinamos en la figura 46 los límites para la inclinación para el caso de $\phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 40% (borde exterior de la región 60%-70 %), máximo para el caso de integración arquitectónica, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 46):

Inclinación máxima = 87°
 Inclinación mínima = 0°

Corregimos para la latitud del lugar utilizando las ecuaciones (4) y (5):

Inclinación máxima = $87^\circ - (41^\circ - 40^\circ) = 86^\circ$



Inclinación mínima = 0°.

Para la verificación, usamos la ecuación (6):

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (20 - 40 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} (-15)^2] = 1.98 \%$$

Como podemos ver entra dentro de los valores esperados, cumplimos la condición de que las pérdidas por orientación e inclinación son menores del 40% en integración arquitectónica.

1.2. SOMBRAS.

En toda instalación solar fotovoltaica, y en toda instalación que aproveche energías renovables, uno de los factores más importantes a la hora de realizar el diseño y proyecto del mismo, es el rendimiento que nuestra futura instalación va a ser capaz de proporcionar.

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en los módulos fotovoltaicos que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de *missmatch*. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

El pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE) describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidirá sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna. El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

– Obtención del perfil de obstáculos:

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

– Representación del perfil de obstáculos:

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la 47, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

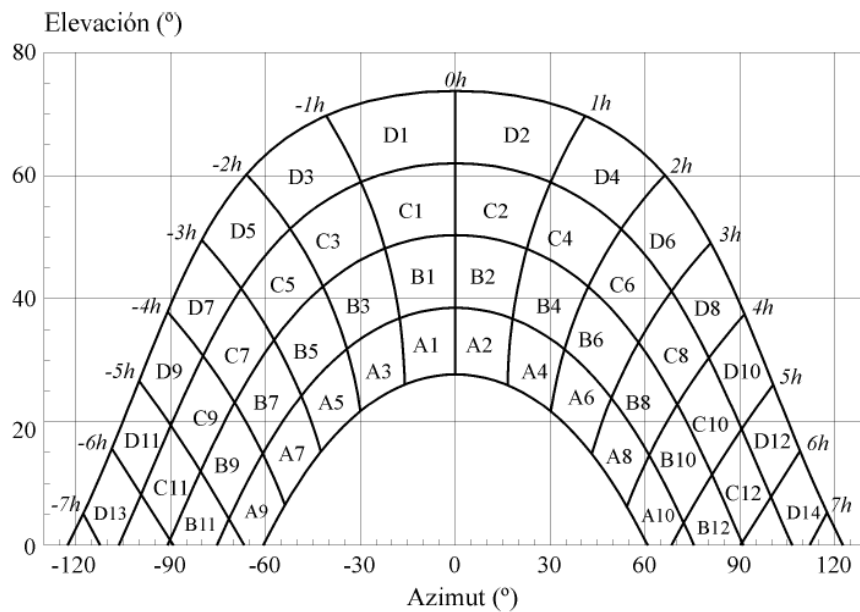


Figura 47: Diagrama de trayectorias del sol [70].

– Selección de la tabla de referencia para los cálculos:

Cada una de las porciones de la figura 47 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

– Cálculo final:

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

Las pérdidas por sombreado como se puede ver en el diagrama de Sankey (*near shading factor on global*) son del 3.8 % menor que el 20% que exige el pliego de condiciones técnicas.



Diagrama de sombras:

Diagrama de sombras del proyecto, obtenido por el programa de simulación (Figura 48). En el se observa las diferentes sombras creadas por el edificio del centro comercial y sombreado entre paneles.

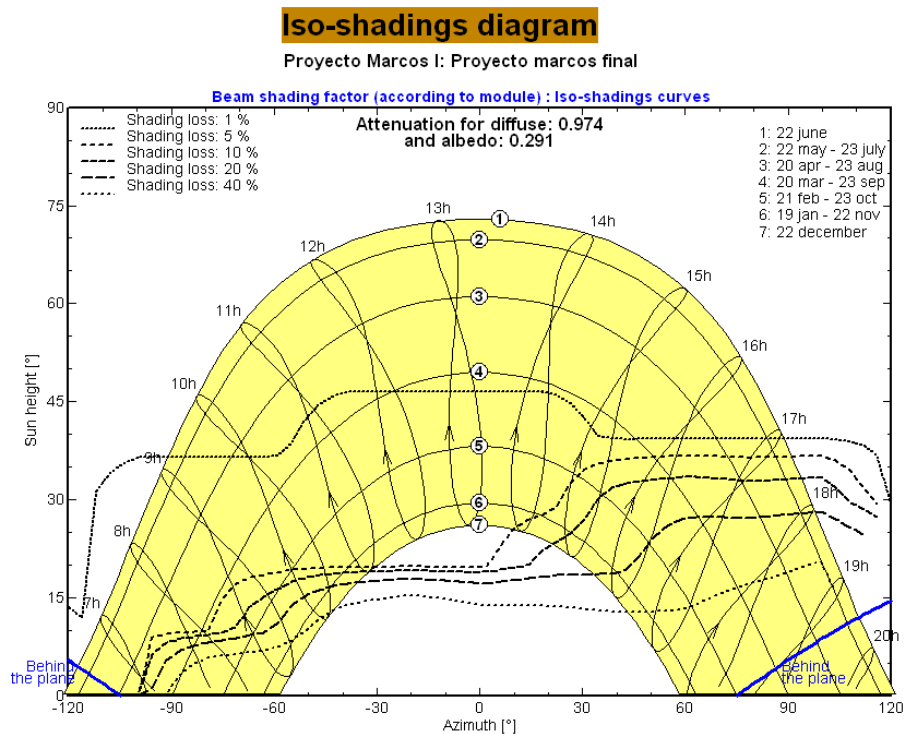


Figura 48: Diagrama de sombras.
[PVSYST®].

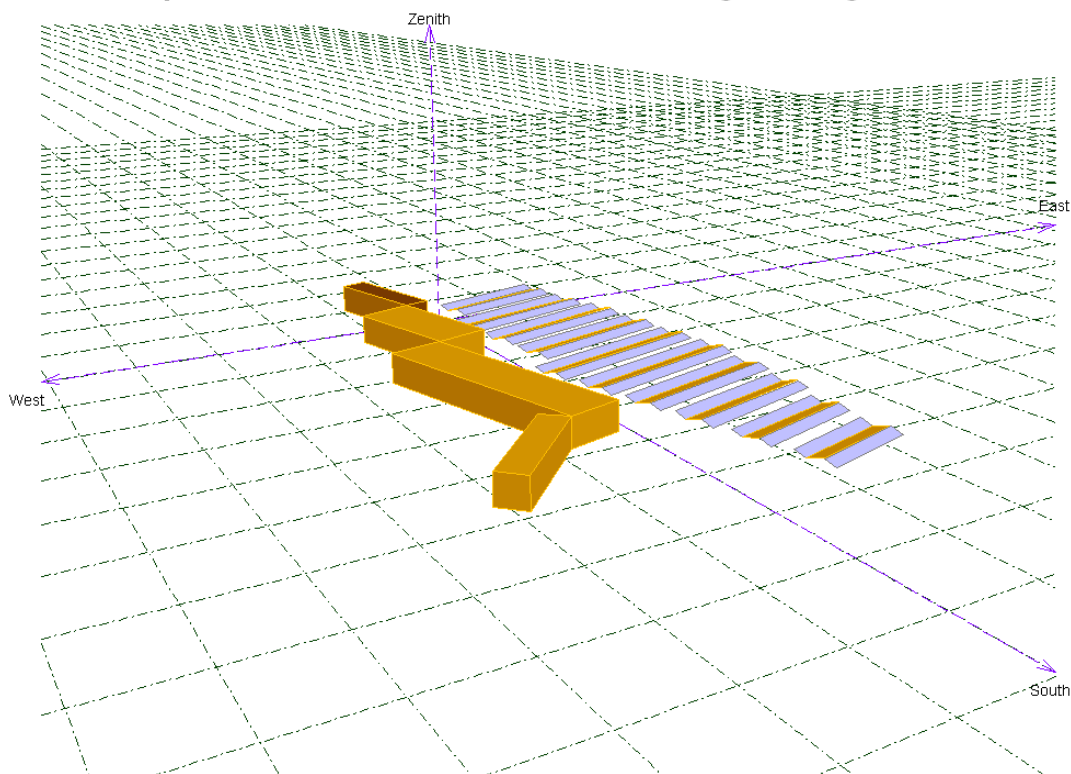
El programa de simulación realiza una simulación dinámica hora a hora. En el gráfico se observa como en junio (curva nº 1) el sol se encuentra más alto, hay más horas de sol y las pérdidas por sombreado son prácticamente todas con un porcentaje del 1%. En el mes de diciembre (curva nº 7) se observa todo lo contrario, se observa que el sol se encuentra más bajo y se producen mayores pérdidas por sombreado.

PVSYST® permite dibujar los paneles solares para el cálculo de sombras. Aparte también se puede dibujar los edificios que se podrían encontrar alrededor y todo tipo de elementos.

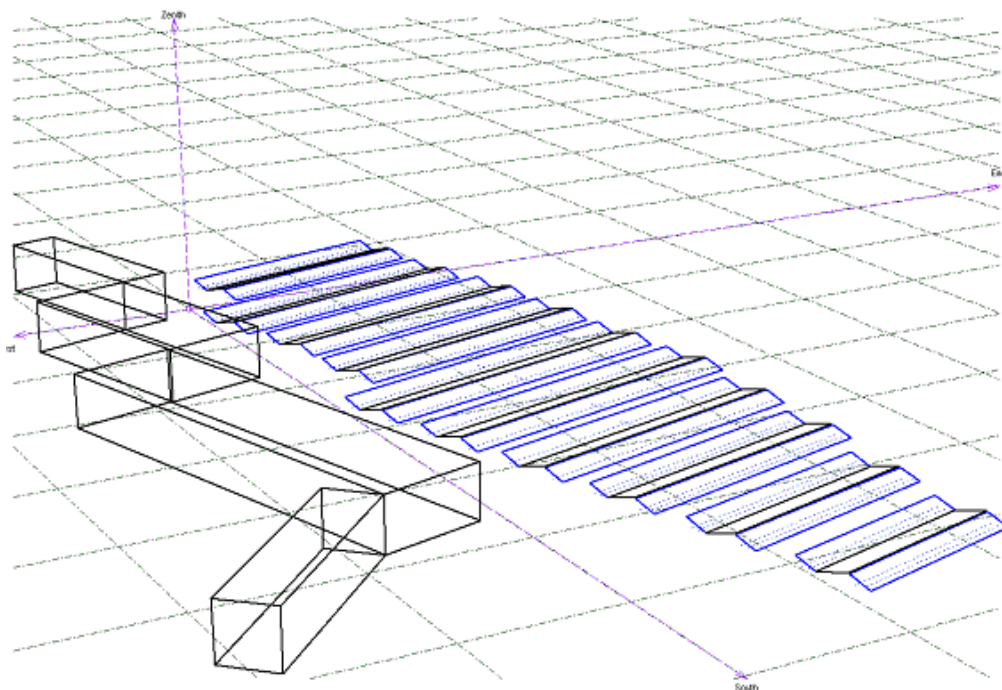
El siguiente dibujo (Figura 49), realizado en el programa de simulación, nos muestra cómo quedaría la distribución de los paneles (azul), la parte intermedia que habría entre ellos (Marrón), y el dibujo del edificio del centro comercial (representado por rectángulos marrones).

También he incluido la ventana que se observa en PVSYST® a la hora de dibujar la instalación (Figura 50). En ella los paneles están representados en azul y los demás elementos del dibujo (centro comercial y parte de la cubierta sin paneles) en negro.

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



*Figura 49: Representación del parking fotovoltaico.
[PVSYST®].*



*Figura 50: Representación del parking fotovoltaico.
[PVSYST®].*



2. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.

La producción anual esperada en el parking fotovoltaico, es decir, la energía esperada a la salida del inversor con los siguientes datos anuales:

– Irradiación horizontal global (kWh/m ²)	1663.0
– <i>Glob.Inc.</i> : Irradiación incidente en el colector (kWh/m ²)	1831.2
– <i>E.Array</i> : Energía a la salida del array (kWh)	426082

Es de 405429 kWh.

3. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS

Según el IDAE:

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud}) \quad (8)$$

Donde:

d	Distancia mínima entre módulos.
h	Altura.

Dentro de la ecuación (8), $1 / \tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k . Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla 14 en función de la latitud del lugar:

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1.600	2.246	2.475	2.747	3.078	3.487

Tabla 14: Valor “ k ” en función de la latitud.

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , se muestra la figura 51:

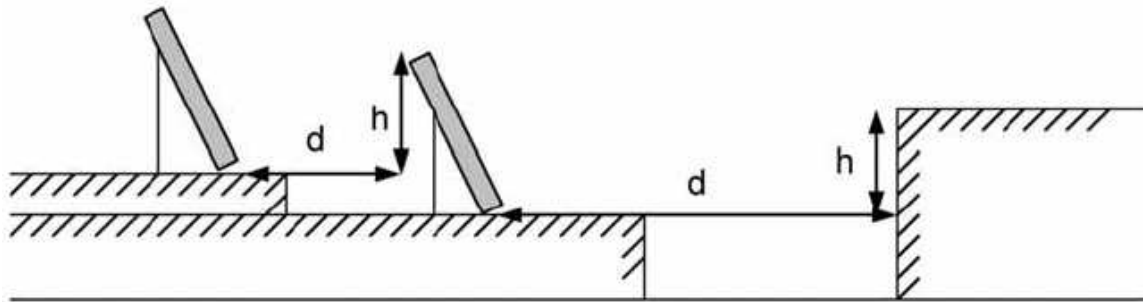


Figura 51: Representación de las distancias y alturas de los módulos [70].

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Utilizando la ecuación (8), con una latitud de 40° , la distancia mínima entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente en nuestro caso será de:

$$d = h / \tan (61^\circ - 40^\circ) = 2.65 \text{ metros.}$$

Se cumple con lo especificado en Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, ya que la distancia entre filas en el parking fotovoltaico es de: 4.3907.

4. CÁLCULOS DE CONDUCTORES.

4.1. CÁLCULOS EN CONTINUA.

Para el cálculo de la sección de los cables en continua se ha utilizado la siguiente expresión:

$$\Delta U (\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot R}{U \cdot S} \cdot 100 \quad \text{Caída de tensión en \%}. \quad (9).$$

Donde:

$\Delta U (\%)$	Caída de tensión, en %.
P	Potencia en W.
L	Longitud de la línea en km.
R	Resistencia del conductor en Ω/km . Esta resistencia se considera a la temperatura máxima del cable.
U	Tensión en V.
S	Sección del cable en mm^2 .

La caída de tensión en % que se está considerando en el cableado de continua es: 1,5%.



4.2. CÁLCULOS EN ALTERNA.

En alterna trifásica la fórmula empleada es:

$$\Delta U (\%) = \frac{P \cdot L \cdot (R + X \tan \varphi)}{U \cdot S} \cdot 100 \quad \text{Caída de tensión en \%}. \quad (10).$$

Donde:

$\Delta U (\%)$	Caída de tensión, en %
P	Potencia en W.
L	Longitud de la línea en km.
R	Resistencia del conductor en Ω/km a la máxima temperatura del cable.
X	Reactancia a frecuencia 50 Hz en Ω/km .
$\cos \varphi$	Factor de potencia.
U	Tensión en V.
S	Sección del cable en mm^2 .

Se considerará un factor de potencia para el cálculo de $\cos \varphi = 0,9$ con lo que $\tan \varphi = 0,48$.

La caída de tensión en % que se está considerando en el cableado de alterna es:
0,5 % en la salida del inversor hacia el contador.

A continuación se muestran los cálculos de todas las líneas en tablas de Excel (Tablas de la 15 a la 18).



CÁLCULO DE LÍNEAS																			
TRAMO	L (m)	Potencia (kW)	Tensión	CONDUCTOR	MATERIAL	Cablesx fase	Canalización	Cos φ	Factor Corrección	Int. Nom. Por fase (A)	Int. Admisible por cable (A)	Sección cál por cable según int máx (mm²)	Sección Elegida por cable (mm²)	Intens. Admisible por cable	Sección Neutro (mm²)	Sección Tierra (mm²)	Caida Tensión por Cable (V)	Caida %	Fusible
INVERSOR - CGPM																			
INVERSOR 1 - CGPM 1	10	100,00	400	RV-0,6/1KV	Cu	1	BANDEJA	0,9	1,00	160,38	179	50	70	229	35	35	0,75	0,19	250
INVERSOR 2 - CGPM 2	10	100,00	400	RV-0,6/1KV	Cu	1	BANDEJA	0,9	1,00	160,38	179	50	70	229	35	35	0,75	0,19	250
INVERSOR 3 - CGPM 3	10	100,00	400	RV-0,6/1KV	Cu	1	BANDEJA	0,9	1,00	160,38	179	50	70	229	35	35	0,75	0,19	250
CUADRO DE SERIES - INVERSOR																			
CUADRO DE SERIES 1 - INVERSOR 1	5	100,80	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	BANDEJA	1	1,00	205,71	229	50	70	268	35	35	0,55	0,11	250
CUADRO DE SERIES 2 - INVERSOR 2	5	100,80	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	BANDEJA	1	1,00	205,71	229	50	70	268	35	35	0,55	0,11	250
CUADRO DE SERIES 3 - INVERSOR 3	5	100,80	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	BANDEJA	1	1,00	205,71	229	50	70	268	35	35	0,55	0,11	250
CAJA DE CONTINUA - CUADRO SERIES																			
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 1 - CUADRO SERIES 1	170	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	6,11	1,25	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 2 - CUADRO SERIES 1	155	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	5,57	1,14	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 3 - CUADRO SERIES 1	140	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	5,03	1,03	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 4 - CUADRO SERIES 1	128	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	4,60	0,94	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 5 - CUADRO SERIES 1	110	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	3,95	0,81	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 6 - CUADRO SERIES 1	96	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	3,45	0,70	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 7 - CUADRO SERIES 2	93	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	3,34	0,68	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 8 - CUADRO SERIES 2	77	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	2,77	0,56	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 9 - CUADRO SERIES 2	58	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	2,08	0,43	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 10 - CUADRO SERIES 2	38	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	1,37	0,28	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 11 - CUADRO SERIES 2	37	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	1,33	0,27	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 12 - CUADRO SERIES 2	28	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	1,01	0,21	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 13 - CUADRO SERIES 3	151	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	5,43	1,11	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 14 - CUADRO SERIES 3	138	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	4,96	1,01	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 15 - CUADRO SERIES 3	120	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	4,31	0,88	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 16 - CUADRO SERIES 3	100	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	3,59	0,73	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 17 - CUADRO SERIES 3	83	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	2,98	0,61	40
LÍNEA CAJA DE CONTINUA 18 - CUADRO SERIES 3	56	16,80	490,00	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO ENTERRADO	1	1,00	34,29	37	4	35	146	16	16	2,01	0,41	40

Tabla 15: Cálculo de líneas



SERIE - CAJAS DE CONTINUA																			
SERIE 1 - CAJA CONTINUA 1	7	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,37	0,08	10
SERIE 2 - CAJA CONTINUA 1	7	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,37	0,08	10
SERIE 3 - CAJA CONTINUA 1	11	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,58	0,12	10
SERIE 4 - CAJA CONTINUA 1	26	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,37	0,28	10
SERIE 5 - CAJA CONTINUA 2	23	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,21	0,25	10
SERIE 6 - CAJA CONTINUA 2	15	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,79	0,16	10
SERIE 7 - CAJA CONTINUA 2	4	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,21	0,04	10
SERIE 8 - CAJA CONTINUA 2	21	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,11	0,23	10
SERIE 9 - CAJA CONTINUA 3	22	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,16	0,24	10
SERIE 10 - CAJA CONTINUA 3	6	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,32	0,06	10
SERIE 11 - CAJA CONTINUA 3	19	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,00	0,20	10
SERIE 12 - CAJA CONTINUA 3	14	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,74	0,15	10
SERIE 13 - CAJA CONTINUA 4	10	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,53	0,11	10
SERIE 14 - CAJA CONTINUA 4	14	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,74	0,15	10
SERIE 15 - CAJA CONTINUA 4	8	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,42	0,09	10
SERIE 16 - CAJA CONTINUA 4	9	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,48	0,10	10
SERIE 17 - CAJA CONTINUA 5	23	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,21	0,25	10
SERIE 18 - CAJA CONTINUA 5	14	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,74	0,15	10
SERIE 19 - CAJA CONTINUA 5	20	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,06	0,22	10
SERIE 20 - CAJA CONTINUA 5	13	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,69	0,14	10
SERIE 21 - CAJA CONTINUA 6	26	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,37	0,28	10
SERIE 22 - CAJA CONTINUA 6	17	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,90	0,18	10
SERIE 23 - CAJA CONTINUA 6	21	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,11	0,23	10
SERIE 24 - CAJA CONTINUA 6	15	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,79	0,16	10

Tabla 16: Cálculo de líneas



SERIE 25 - CAJA CONTINUA 7	16	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,84	0,17	10
SERIE 26 - CAJA CONTINUA 7	16	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,84	0,17	10
SERIE 27 - CAJA CONTINUA 7	14	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,74	0,15	10
SERIE 28 - CAJA CONTINUA 7	22	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,16	0,24	10
SERIE 29 - CAJA CONTINUA 8	9	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,48	0,10	10
SERIE 30 - CAJA CONTINUA 8	23	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,21	0,25	10
SERIE 31 - CAJA CONTINUA 8	10	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,53	0,11	10
SERIE 32 - CAJA CONTINUA 8	13	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,69	0,14	10
SERIE 33 - CAJA CONTINUA 9	25	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,32	0,27	10
SERIE 34 - CAJA CONTINUA 9	9	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,48	0,10	10
SERIE 35 - CAJA CONTINUA 9	4	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,21	0,04	10
SERIE 36 - CAJA CONTINUA 9	15	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,79	0,16	10
SERIE 37 - CAJA CONTINUA 10	22	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,16	0,24	10
SERIE 38 - CAJA CONTINUA 10	18	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,95	0,19	10
SERIE 39 - CAJA CONTINUA 10	17	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,90	0,18	10
SERIE 40 - CAJA CONTINUA 10	12	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,63	0,13	10
SERIE 41 - CAJA CONTINUA 11	20	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,06	0,22	10
SERIE 42 - CAJA CONTINUA 11	12	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,63	0,13	10
SERIE 43 - CAJA CONTINUA 11	25	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,32	0,27	10
SERIE 44 - CAJA CONTINUA 11	15	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,79	0,16	10
SERIE 45 - CAJA CONTINUA 12	22	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,16	0,24	10
SERIE 46 - CAJA CONTINUA 12	16	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,84	0,17	10
SERIE 47 - CAJA CONTINUA 12	6	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,32	0,06	10
SERIE 48 - CAJA CONTINUA 12	8	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,42	0,09	10

Tabla 17: Cálculo de líneas



SERIE 49 - CAJA CONTINUA 13	30	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,58	0,32	10
SERIE 50 - CAJA CONTINUA 13	27	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,43	0,29	10
SERIE 51 - CAJA CONTINUA 13	8	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,42	0,09	10
SERIE 52 - CAJA CONTINUA 13	12	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,63	0,13	10
SERIE 53 - CAJA CONTINUA 14	10	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,53	0,11	10
SERIE 54 - CAJA CONTINUA 14	14	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,74	0,15	10
SERIE 55 - CAJA CONTINUA 14	10	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,53	0,11	10
SERIE 56 - CAJA CONTINUA 14	16	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,84	0,17	10
SERIE 57 - CAJA CONTINUA 15	26	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,37	0,28	10
SERIE 58 - CAJA CONTINUA 15	5	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,26	0,05	10
SERIE 59 - CAJA CONTINUA 15	18	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,95	0,19	10
SERIE 60 - CAJA CONTINUA 15	19	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,00	0,20	10
SERIE 61 - CAJA CONTINUA 16	21	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,11	0,23	10
SERIE 62 - CAJA CONTINUA 16	7	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,37	0,08	10
SERIE 63 - CAJA CONTINUA 16	6	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,32	0,06	10
SERIE 64 - CAJA CONTINUA 16	9	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,48	0,10	10
SERIE 65 - CAJA CONTINUA 17	4	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,21	0,04	10
SERIE 66 - CAJA CONTINUA 17	7	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,37	0,08	10
SERIE 67 - CAJA CONTINUA 17	15	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,79	0,16	10
SERIE 68 - CAJA CONTINUA 17	24	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	1,27	0,26	10
SERIE 69 - CAJA CONTINUA 18	14	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,74	0,15	10
SERIE 70 - CAJA CONTINUA 18	17	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,90	0,18	10
SERIE 71 - CAJA CONTINUA 18	5	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,26	0,05	10
SERIE 72 - CAJA CONTINUA 18	9	4,20	490	RV-0,6/1KV	Cu	1	TUBO EMPOTRADO	1	1,00	8,57	17	1,5	6	40	6	6	0,48	0,10	10

Tablas 18: Cálculo de líneas.



4.3. CÁLCULO DE LAS LÍNEAS:

Cable utilizado.

El cable utilizado en este proyecto es el siguiente:

- Tensión nominal: 0.6/1kV.
- Norma básica: UNE 21123-4.
- Designación genérica: RZ1-K.

Características del cable.

- Cable flexible.
- No propagación de la llama UNE EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio UNE EN 50266-2-4.
- Baja emisión de humos opacos UNE EN 61034-2
- Libre de halógenos UNE EN 50267-2-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos NFC 20454.
- Muy baja emisión de gases corrosivos UNE EN 50267-2-3.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Resistencia al frío.
- Resistencia a los rayos ultravioleta.
- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

4.3.1. Líneas de continua.

Líneas de las series a la caja de continua:

Son las líneas que unen las series de los paneles con las cajas de protecciones de continua. Parte de este cableado tiene partes vistas (por la cubierta) y partes subterráneas en zanjas bajo tubo de PVC. Se han elegido cables de 6 mm² de sección. Se podría haber cogido una sección menor pero según el REBT para cables subterráneos:

La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 6 mm² para conductores de cobre [72].

- Tensión de las líneas: 490 V
- Potencia de las líneas: 4.2 kW
- Cables por fase: 1
- Intensidad nominal por fase: 8.57 A
- Intensidad admisible por cable: 56 A



La protección de estas líneas debe ser mayor de la intensidad nominal por fase y menor que la intensidad nominal del cable para tener una protección adecuada. En este caso 10 A.

Líneas desde la caja de continua al cuadro de series:

Son las líneas que unen las cajas de continua que se encuentran junto a los paneles con el cuadro de series que se encuentra alojado en la sala del inversor. Estas líneas estarán instaladas enterradas en zanjas bajo tubo de PVC.

- Tensión de las líneas: 490 V
- Potencia de las líneas: 16.8 kW
- Cables por fase: 1
- Intensidad nominal por fase: 34.29 A
- Intensidad admisible por cable: 146 A.

Por tanto el cable elegido es de 35 mm² de sección cumpliendo en la totalidad de las líneas una caída de tensión inferior a 1.5%.

La protección de estas líneas debe ser mayor de la intensidad nominal por fase y menor que la intensidad nominal del cable para tener una protección adecuada. En este caso 40 A.

Líneas de continua desde el cuadro de series hasta el inversor:

Son las líneas que unen los cuadros de series con el inversor, todo ello en el cuarto del inversor. Estas líneas están instaladas bajo el falso suelo en bandeja metálica.

- Tensión de las líneas: 490 V
- Potencia de las líneas: 100.8 kW
- Cables por fase: 1
- Intensidad nominal por fase: 205.71 A
- Intensidad admisible por cable: 268 A.

Por tanto el cable elegido es de 70 mm² de sección cumpliendo en la totalidad de las líneas una caída de tensión inferior a 1.5%.

La protección de estas líneas debe ser mayor de la intensidad nominal por fase y menor que la intensidad nominal del cable para tener una protección adecuada. En este caso 250 A.

4.3.2. Líneas trifásicas.

Línea trifásica desde el inversor al centro de protección y medida:

Son las líneas que unen los inversores con el centro de protección y medida. Estas líneas están instaladas sobre bandeja metálica de 150 mm² bajo el falso suelo de la sala del inversor.

- Tensión de las líneas: 400 V



- Potencia de las líneas: 100 kW
- Cables por fase: 1
- Intensidad nominal por fase: 160.38 A
- Intensidad admisible por cable: 268 A.

Por tanto el cable elegido es de 70 mm² cumpliendo en la totalidad de las líneas una caída de tensión inferior a 0.5%.

La protección de estas líneas debe ser mayor de la intensidad nominal por fase y menor que la intensidad nominal del cable para tener una protección adecuada. En este caso 250 A.

4.4. CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES.

Las canalizaciones en todos los casos se han elegido en función del reglamento electrotécnico para baja tensión.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los conductores o cables aislados.

Líneas de las series a la caja de continua:

- Parte vista: Tubo rígido de PVC de 20 mm de diámetro, se podría haber utilizado un tubo de menor diámetro, pero el tubo rígido de PVC de 16 mm de diámetro es muy fino y apenas se usa.
- Parte enterrada: Tubo flexible de PVC de 50 mm de diámetro.

Líneas desde la caja de continua al cuadro de series:

- Bajada: Para la bajada desde la caja de continua hasta el suelo se usará un tubo de rígido de PVC de 40 mm.
- Parte enterrada: Tubo flexible de PVC de 110 mm de diámetro cada 4 conductores. Es decir, de cada caja de continua salen 2 conductores hasta el cuadro de series, se usará cada 2 cajas de continua el mismo tubo.

Líneas de continua desde el cuadro de series hasta el inversor y línea trifásica desde el inversor al centro de protección y medida

- Dichas líneas irán instaladas bajo el falso suelo de la sala del inversor sobre bandeja metálica de 150 mm.



4.5. CÁLCULO DE LAS ZANJAS.

Las líneas enterradas bajo tubo irán cableadas en zanjas. Estas zanjas serán de varios tipos dependiendo del número de tubos. Son las siguientes:

- Zanja tipo A: Zanja para un tubo de PVC de 50 mm de diámetro bajo calzada.
- Zanja tipo B: Zanja para 2 tubos de PVC de 50 mm de diámetro bajo calzada.
- Zanja tipo C: Zanja para un tubo de PVC de 110 mm de diámetro bajo calzada.
- Zanja tipo D: Zanja para 2 tubos de PVC de 110 mm de diámetro bajo calzada.
- Zanja tipo E: Zanja para 3 tubos de PVC de 110 mm de diámetro bajo calzada.
- Zanja tipo F: Zanja para 4 tubos de PVC de 110 mm de diámetro bajo calzada.
- Zanja tipo G: Zanja para 5 tubos de PVC de 110 mm de diámetro bajo calzada.
- Zanja tipo H: Zanja para 6 tubos de PVC de 110 mm de diámetro bajo calzada.

Todas estas zanjas tendrán unas dimensiones de 105x43 cm. Y constarán de lo siguiente:

- En primer lugar un relleno de tierra, arena, zahorra o mezcla de ambos.
- Una cinta señalizadora.
- Tubos de PVC flexibles con las líneas necesarias.
- Por último los tubos irán completamente cubiertos de hormigón.

5. CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.

Para la protección de la marquesina y placas fotovoltaicas frente a descargas atmosféricas se instalará un sistema de protección contra rayos (SPCR) con un nivel de protección II según UNE EN 62305 (IEC-62305). Este sistema estará compuesto por:

- Instalación captadora.
- Instalación derivadora.
- Sistema de puesta a tierra.
- Equipotencialidad.

La instalación captadora consistirá en extender una malla captadora, constituida por varilla de aluminio de 8 mm de diámetro, por la cubierta con dimensiones de retículas aproximadas de 10 x 10 m, soportada a la cubierta con soportes adecuados. La varilla estará tendida por los caballetes y perímetro. Para el perímetro se realizará con cable desnudo de 35mm². No habrá cruces entre varillas.

Para cubrir los paneles son necesarias puntas de 1 m en cada vértice, realizadas con la propia varilla, para evitar que la esfera rodante de 30 m de radio según el nivel II toque en los paneles.

Para determinar la altura de las puntas se ha considerado la siguiente formula considerando la diagonal como el punto más desfavorable.



$$p = r - \left[r^2 - \left(\frac{d}{2} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (11)$$

Donde:

p Penetración de la esfera.
r Radio de la esfera.
d distancia entra puntas.

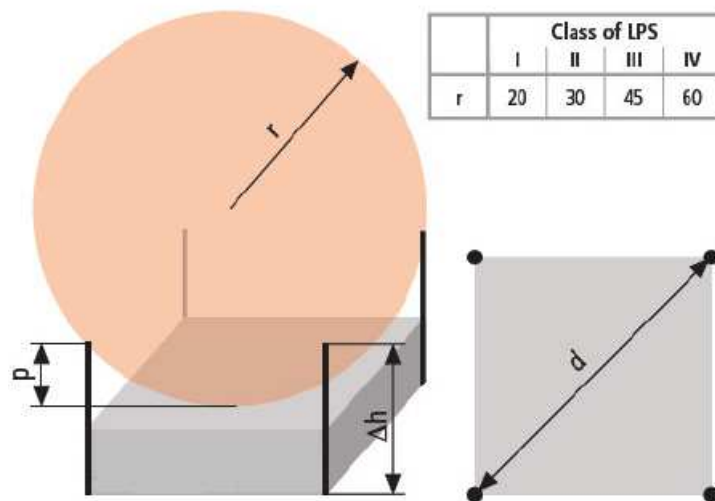


Figura 52: Representación de la esfera rodante [31].

Resulta de la ecuación (11):

Radio de la esfera = 30 m.
Penetración de la esfera = 0.84.

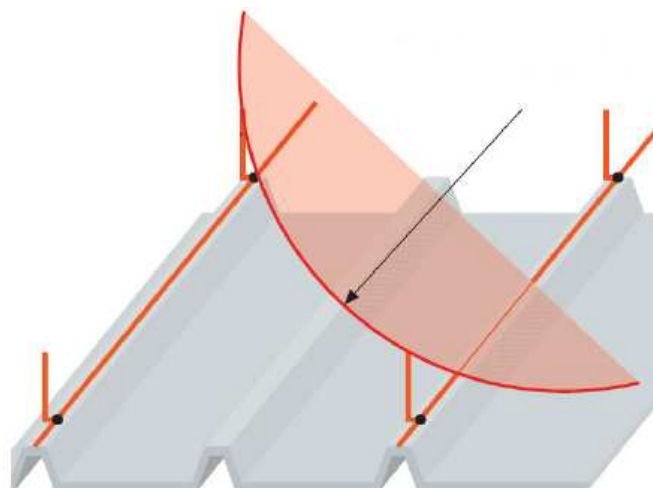


Figura 53: Representación del cálculo realizado [31].



En la figura 54 se muestra un boceto de la solución con las esferas tocando sobre las puntas en lugar de la estructura.

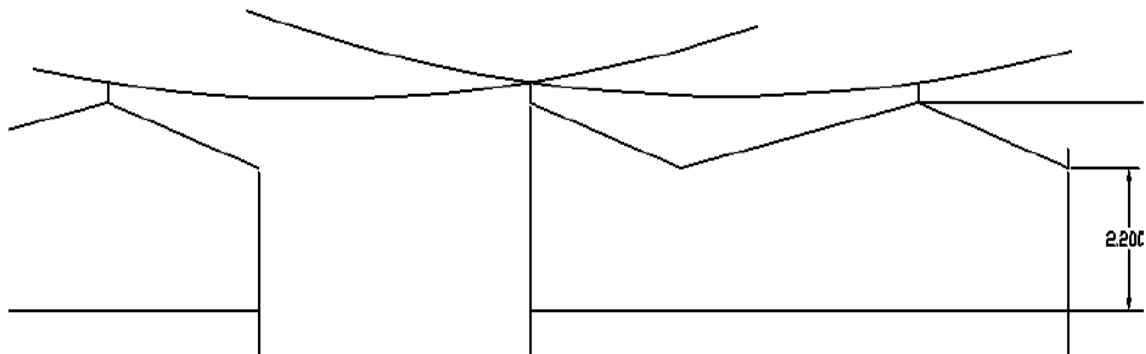


Figura 54: Boceto de la solución.

La instalación derivadora estará realizada con la propia estructura de la marquesina conectada a la malla captadora y a la red de tierras al menos cada 10 metros de perímetro.

La red de tierras será la existente en la instalación.

Es necesario garantizar la equipotencialidad de todas las estructuras metálicas, redes de tierras existentes, así como cables eléctricos.

Por último al ser un sistema no aislado, a través de los cables provenientes de los paneles de las marquesinas pueden acceder al interior de la instalación corrientes de rayo 10/350, con lo que se hace necesario incorporar descargadores de corriente de rayo Clase I en estos recorridos.



VII.- ESTUDIO DE VIABILIDAD

1. OBJETIVO.

La viabilidad del proyecto de instalación fotovoltaica abarca el estudio de la viabilidad técnica, medioambiental y económica del proyecto.

Desde el punto de vista de la central fotovoltaica la viabilidad medioambiental supone un ahorro de emisiones al sistema “mix de generación”. Desde el punto de vista económico se evalúa la rentabilidad de la inversión frente a los ingresos por cesión de electricidad en el marco de tarifas del régimen fotovoltaico.

2. PREMISAS DEL ESTUDIO. DATOS DE PARTIDA.

Se consideran como datos de partida:

- Condiciones técnicas de la planta.
- Producción eléctrica esperada.
- Ratios de emisiones reconocidos en el capítulo medioambiental.
- Inversión a realizar en la planta de generación.
- Ingresos de la planta acogida al decreto de generación eléctrica fotovoltaica.
- Gastos de gestión, mantenimiento...

3. EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA.

3.1. CONDICIONES TÉCNICAS.

La planta en estudio está ubicada en el parking exterior del Centro Comercial Getafe III, en Getafe (Madrid).

La potencia nominal de planta es 300 kW, dividida en tres huertas de 100 kW de potencia nominal cada una.

La potencia instalada en paneles es 302.4 kW distribuidos en 3 inversores de idéntica potencia, (100 kW/inversor). Cada inversor es alimentado por 24 series en paralelo con 20 paneles por serie (100.8 kWp en paneles). El panel empleado es el TE 2000/210 Poly de 210 Wp.

Los paneles tendrán una orientación de azimut = -15° y una inclinación de 20° .



3.2. EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

Bajo las condiciones ambientales de la ubicación de la instalación fotovoltaica, la generación en paneles considera los efectos de climatología, sombras, pérdidas en las huertas fotovoltaicas y pérdidas del inversor.

Se estima una producción media en la central de 1341 kWh/kWp.año (1341 he, 1341 horas equivalentes).

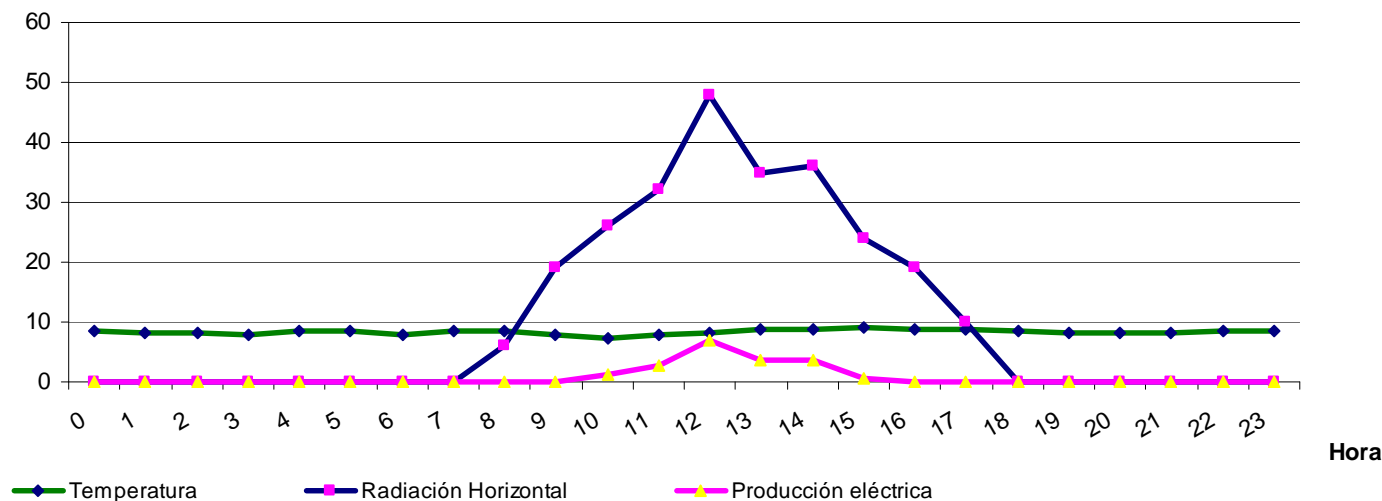
A continuación se observan las gráficas de producción tipo en los días:

- De mínima producción.
- De máxima producción.
- Día medio de verano (abril a septiembre, ambos incluidos).
- Día medio de invierno (resto de meses).



El comportamiento de la producción eléctrica en el día de mínima producción se muestra en la gráfica y tablas siguientes, (ver unidades en tabla 19):

DIA DE MINIMA PRODUCCIÓN



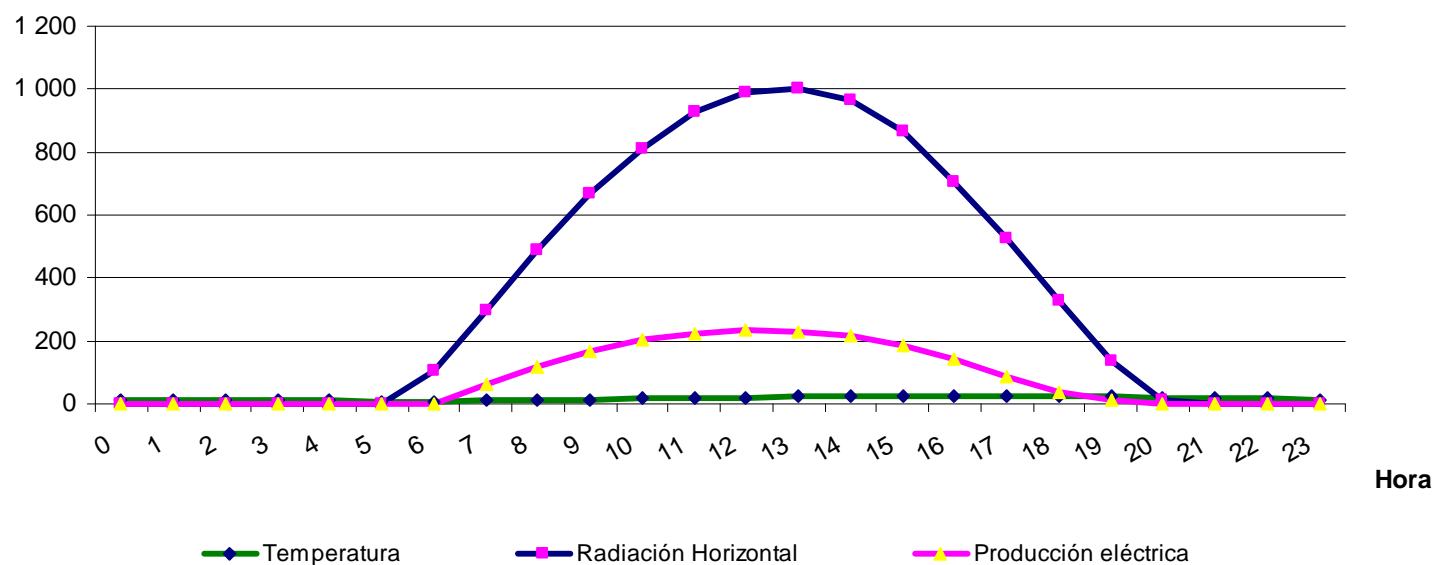
DIA		Registros horarios																							Uds	
314	10-nov	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23
Temperatura		8.6	8.2	8.2	7.9	8.6	8.4	7.8	8.4	8.4	8.0	7.4	7.9	8.2	8.7	8.9	9.0	8.7	8.9	8.4	8.2	8.3	8.3	8.4	8.4	°C
Radiación Horizontal		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	19.0	26.0	32.0	48.0	35.0	36.0	24.0	19.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	W/m2
Producción eléctrica		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.8	7.0	3.5	3.8	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kWh

Tabla 19: Día de mínima producción.



El comportamiento de la producción eléctrica en el día de máxima producción se muestra en la gráfica y tablas siguientes, (ver unidades en tabla 20):

DIA DE MÁXIMA PRODUCCIÓN

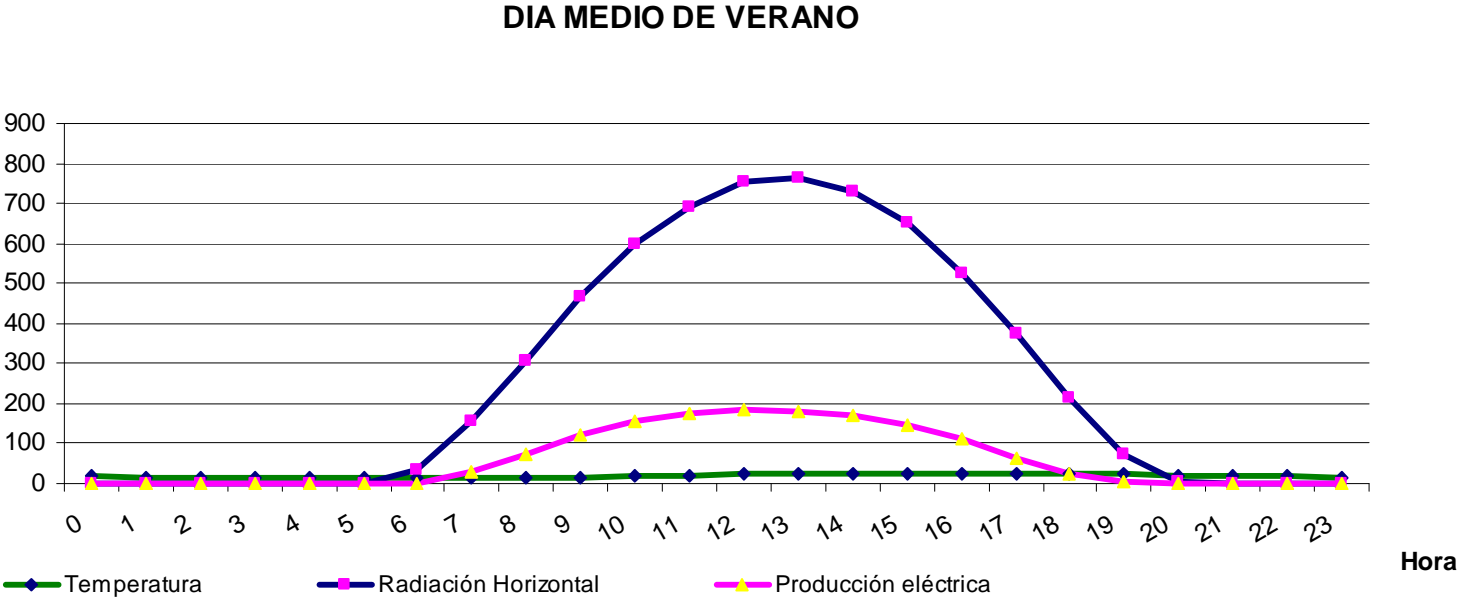


DIA		Registros horarios																							Uds	
166	15-jun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23
Temperatura		14.2	13.0	11.6	10.9	9.5	8.8	7.8	9.5	12.1	14.5	16.9	18.6	21.0	23.7	25.4	26.4	26.9	26.2	24.7	22.7	20.8	18.2	16.1	13.5	°C
Radiación Horizontal		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	107.0	296.0	490.0	666.0	812.0	926.0	989.0	1 005.0	963.0	864.0	707.0	524.0	326.0	137.0	15.0	0.0	0.0	0.0	W/m2
Producción eléctrica		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	59.2	116.7	167.9	202.2	225.3	233.7	230.2	214.6	186.4	143.6	87.7	35.7	13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	kWh

Tabla 20: Día de máxima producción.



El comportamiento de la producción eléctrica en un día medio de verano se muestra en la gráfica y tablas siguientes, (ver unidades en tabla 21):

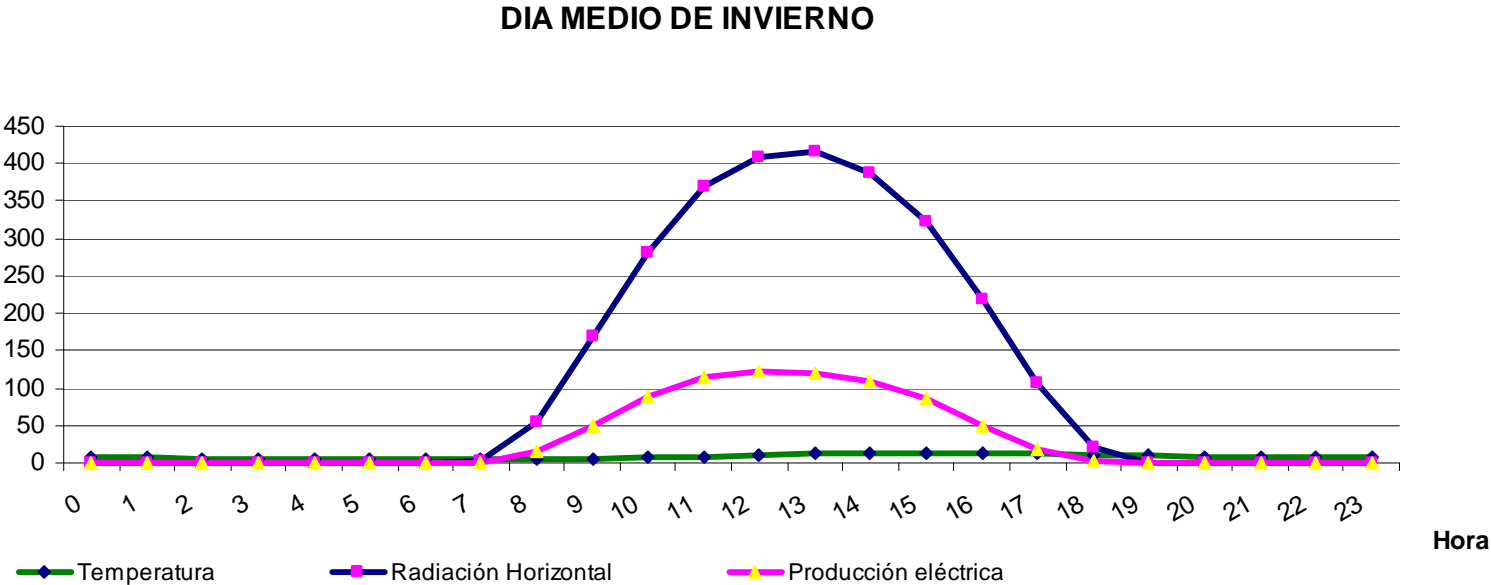


DIA	Registros horarios																							Uds	
Verano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23
Temperatura	17.2	16.6	15.9	15.3	14.6	14.0	13.3	14.0	15.5	16.9	18.6	20.3	22.2	23.9	25.4	26.3	26.4	25.8	24.5	22.9	21.1	19.3	17.7	16.4	°C
Radiación Horizontal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.8	153.4	307.5	465.5	597.3	692.2	755.9	762.9	731.2	651.3	525.4	376.8	213.4	74.6	4.1	0.0	0.0	0.0	W/m2
Producción eléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	31.2	74.9	119.4	153.7	174.0	185.3	182.2	170.0	146.5	109.9	65.1	25.7	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kWh

Tabla 21: Día medio de verano.



El comportamiento de la producción eléctrica en un día medio de invierno se muestra en la gráfica y tablas siguientes, (ver unidades en tabla 22):



DIA	Registros horarios																							Uds	
Invierno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		23
Temperatura	6.9	6.7	6.5	6.2	6.0	5.8	5.6	5.4	5.5	6.5	7.7	9.1	10.4	11.8	12.9	13.4	13.2	12.3	11.1	9.9	9.0	8.3	7.7	7.2	°C
Radiación Horizontal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	54.3	168.4	282.0	369.7	408.0	415.6	387.0	323.0	218.4	106.7	21.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	W/m2
Producción eléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	14.8	50.7	87.8	114.9	121.6	120.8	108.3	85.1	49.4	18.1	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kWh

Tabla 22: Día de medio de invierno.



3.3. RESULTADOS.

A continuación en la figura 55 se muestran los principales resultados del programa de simulación (PVSYST®).

El programa de simulación realiza un informe que recoge todos los datos de la instalación realizada y una distribución de la energía generada a lo largo de un año tipo.

Los valores principales son los siguientes:

- Potencia a la salida del inversor: 405 MWh/año.
- Performance ratio: 0.732.
- Producción normalizada de energía: 3.67 kWh/ kWp/ día.
- Pérdidas en el array: 1.16 kWh/ kWp/ día.
- Pérdidas en el sistema: 0.19 kWh/ kWp/ día.

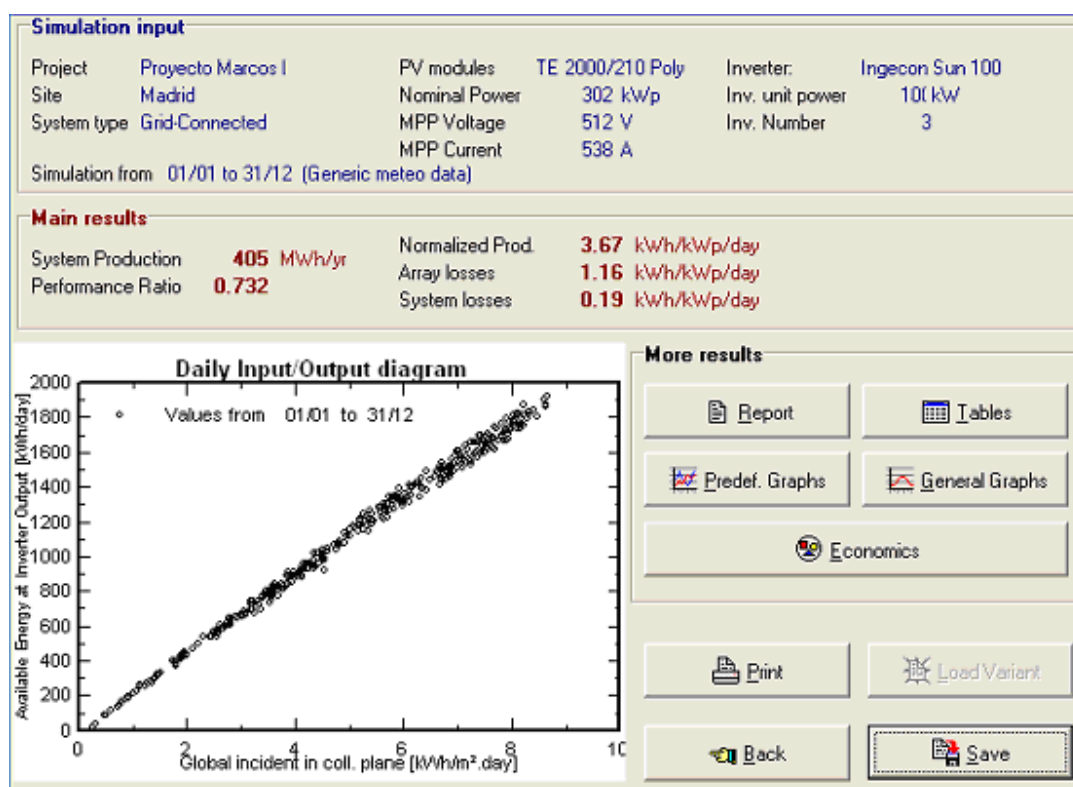


Figura 55: Resultados en PVSYST®.
[PVSYST®].



En la tabla 23 tenemos los valores más importantes mes a mes y el valor anual de:

- T Amb: Temperatura ambiente en (°C).
- Glob.Hor.: Irradiación horizontal global (kWh/m²).
- Glob.Inc.: Irradiación incidente en el colector (kWh/m²).
- E.Array: Energía a la salida del array (kWh).
- E.Out.Inv.: Energía a la salida del inversor (kWh).

Mes	T ^a Amb (°C)	Glob Hor (kWh/m ²)	Glob Inc (kWh/m ²)	E Array kWh	E Out Inv kWh
Enero	5.50	66.0	91.1	21268	20138
Febrero	7.00	77.0	95.3	22597	21410
Marzo	9.30	141.0	165.9	39916	38067
Abril	11.60	153.0	163.2	39260	37369
Mayo	15.50	204.0	206.5	48753	46437
Junio	20.40	223.0	219.1	50504	48146
Julio	24.30	230.0	228.7	51867	49478
Agosto	23.80	201.0	211.4	48059	45839
Septiembre	20.30	150.0	169.8	39050	37210
Octubre	14.50	105.0	127.8	29825	28369
Noviembre	8.90	64.0	84.8	19552	18454
Diciembre	5.90	49.0	67.7	15432	14511
Anual	13.96	1663.0	1831.2	426082	405429

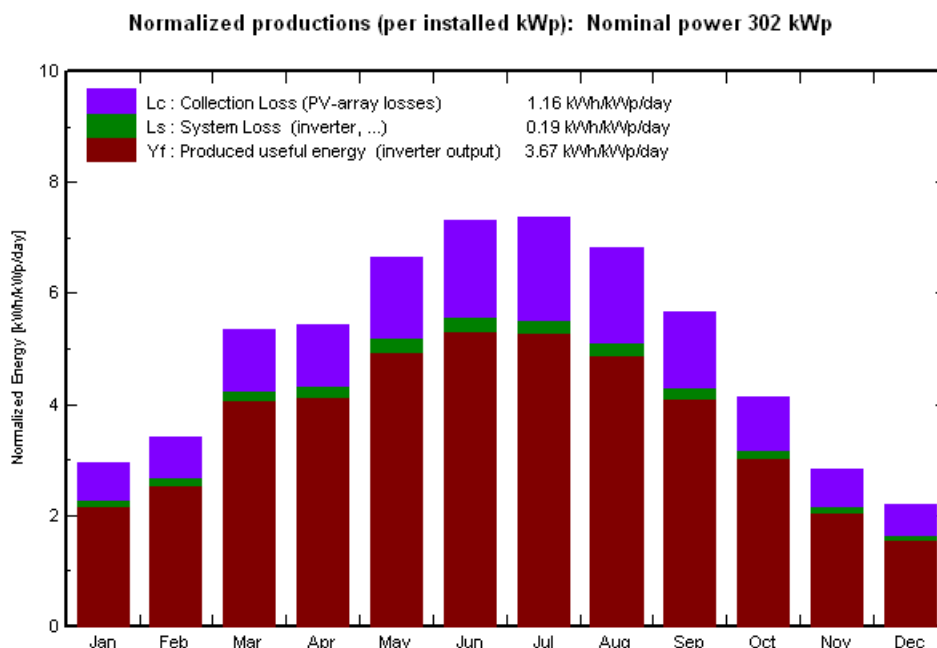
Tabla 23: Resultados de la simulación.

Gráficamente:

En la figura 56 se representan las producciones normalizadas de energía por kWp instalado con una potencia nominal de 302 kW. En los meses de verano se observa que hay una mayor producción de energía, debido a que el sol está más alto y hay más horas de sol al día. El aumento de generación durante estos meses también implica un aumento de pérdidas tanto el inversor como en los módulos fotovoltaicos.

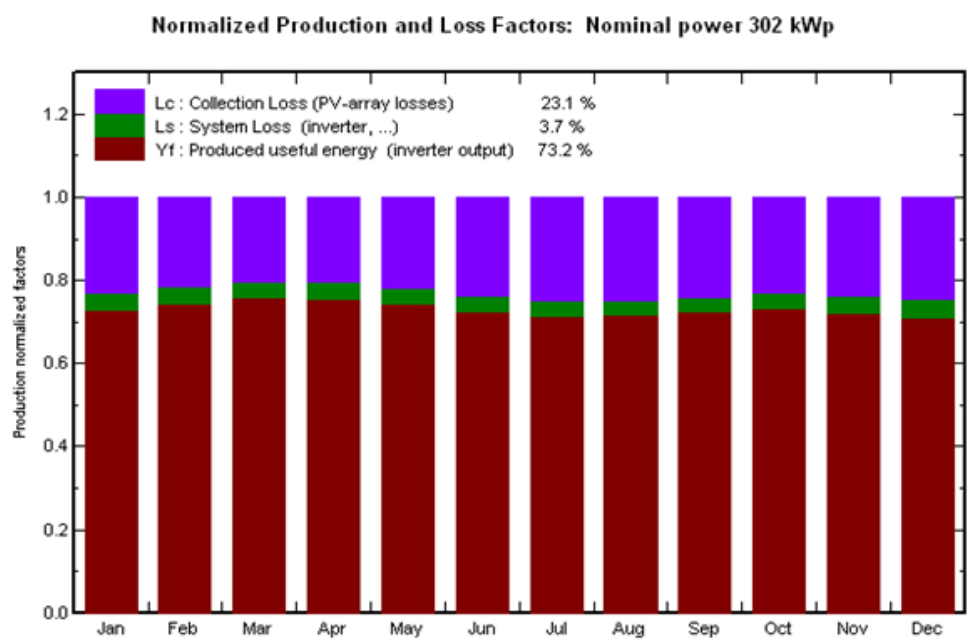
Donde:

- *Collection loss*: Pérdidas en el array en kWh/kWp/día
- *System loss*: Pérdidas en los elementos del sistema (inversor...).En kWh/kWp/día.
- *Produced useful energy*: Potencia real a la salida del inversor en kWh/kWp/día.



*Figura 56: Producción normalizada.
[PVSYST®].*

En la figura 57 se muestra los porcentajes de energía generada y los porcentajes de pérdidas sobre el 100%. Se obtiene que del 100% de producción de energía a la salida del inversor se dispone de un 73.2 % de ésta. El 23.1% se corresponde con pérdidas de energía en el *array* y un 3.7% son pérdidas del resto del sistema, principalmente en el inversor.



*Figura 57: Producción normalizada y factores de pérdidas.
[PVSYST®].*



3.3.1. Performance ratio.

Una vez la energía llega a la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos, ésta tiene que llegar a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. En el paso desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vendida a la red eléctrica.

El performance ratio es un indicador (o factor de rendimiento) de las pérdidas de potencia en un sistema fotovoltaico, que se expresa como el cociente entre el rendimiento real y el teórico. Se emplea de forma generalizada en todo el mundo para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas independiente de la insolación que reciben.

En resumen es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} kWh / día \quad (12)$$

Donde:

E_p	Energía inyectada.
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (Kwh/m ² . Día), siendo α el azimut de la instalación, y β la inclinación de los paneles.
P_{pmp}	Potencia pico del generador.
PR	<i>Performace ratio</i> .
G_{cem}	Constante de irradiación que tiene valor 1 (KW/m ²).

Performance Ratio (PR) se puede definir como el cociente de la energía entregada efectivamente a la red (E_{AC}) y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas) que recibiese la misma radiación solar.



$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_{inc,\tau}}{G_{STC}} \cdot P_{nom,G}} \quad (13)$$

El Performance Ratio (PR) también se puede definir como el cociente entre la Productividad Final (*Final Yield*) y la Productividad de Referencia (*Reference Yield*). Es el cociente entre las horas durante las cuales se espera que el sistema fotovoltaico trabaje a potencia nominal y las horas que debería de haber estado dando la potencia nominal de no haber tenido ninguna pérdida.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (14)$$

Los datos se presentan en la tabla 24 con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con los valores del proyecto:

Donde:

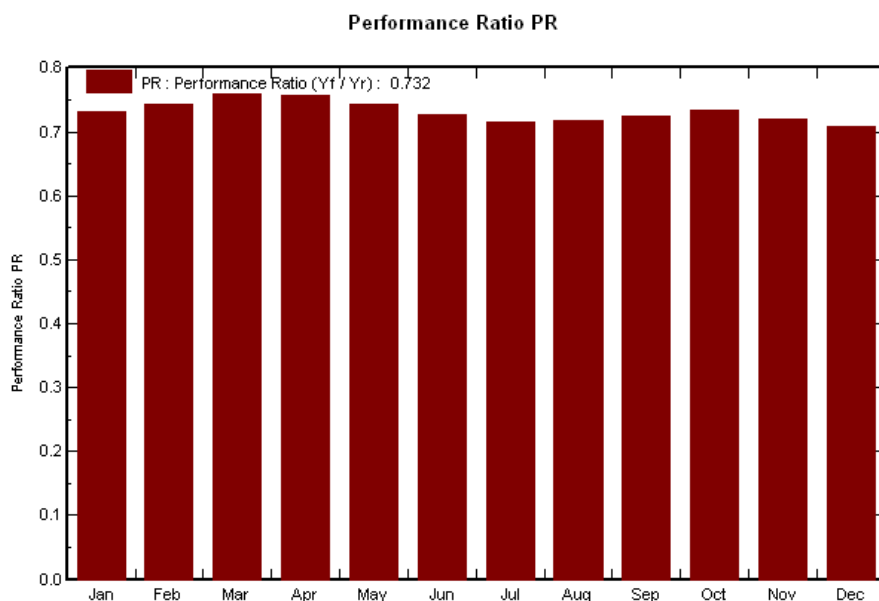
- *E.Arr.Ref* Energía del *array* de referencia para el PR.
- PR Performance ratio.

Mes	E.Arr.Ref (kWh)	PR
Enero	27559	0.731
Febrero	28805	0.743
Marzo	50156	0.759
Abril	49363	0.757
Mayo	62442	0.744
Junio	66255	0.727
Julio	69152	0.715
Agosto	63940	0.717
Septiembre	51334	0.725
Octubre	38642	0.734
Noviembre	25637	0.720
Diciembre	20471	0.709
Anual	553756	0.732

Tabla 24: Energía en el array, performance ratio.



Gráficamente en la figura 58:



*Figura 58: Performance ratio.
[PVSYST®].*

El valor medio del Performance Ratio es de un 73,2%. Se aprecia que en los meses de verano el valor es menor debido a las pérdidas por temperatura, que en esa época son mayores. El programa de cálculo da como resultado un Performance Ratio mensual de la instalación, esto es debido a que las pérdidas serán variables a lo largo del año.

A continuación se ha comprobado si el cálculo del PR ofrecido por el programa es similar a los datos normalizados de PR para saber si nuestra instalación se encuentra entre los valores normales.

Irradiación anual total del lugar, expresada en horas con una irradiancia solar de 1000 W/m ² (Horas sol pico, h _p)	Performance ratio (Factor de rendimiento global)			
	Caso óptimo (Muy improbable)	Caso medio (Más probable)	Peor caso (Improbable)	
2000	90	70	50	Sur/Levante de España
1800	90	70	50	Centro de España
1500	90	70	50	Cornisa Cantábrica

Tabla 25: Datos normalizados de PR.



Como corresponde a su definición, se observa que el PR es independiente de la irradiación del lugar y solamente depende de las pérdidas del sistema. Se observa en la tabla 25 que el PR es del orden del 70%. Ratios alejados de este valor, que es el valor más probable cuando se eligen productos de calidad y se hace un buen diseño, deben ser analizados con detalle para verificar su adecuación al diseño en concreto que se trate. Valores optimistas son improbables pues es improbable que todos los factores que inciden en el rendimiento del sistema caigan del lado favorable, teniendo en cuenta que muchas de las pérdidas son inevitables.

Tomando como referencia los valores anteriores de la tabla 25, vemos que el performance ratio de este proyecto (73.2%) se encuentra en el caso medio y que el diseño de la instalación es bueno.

3.3.2. Diagrama de Sankey.

En el siguiente diagrama (Figura 59) se muestran las pérdidas de energía durante todo el año que se dan en el sistema debido a diferentes factores:

- *Near shading factor on global* (-3.8%): Pérdidas por sombras en los paneles.

Se trata de las pérdidas por sombras debido a edificios cercanos, vegetación, entre los propios paneles, etc.

- *IAM factor on global* (-2.9%): Pérdidas por reflexión en los módulos.

Es un efecto óptico (reflexión), corresponde a que la radiación se debilita al llegar a la superficie de las células fotovoltaicas respecto a la irradiación incidente normal. Esta pérdida obedece a las leyes de Fresnel de transmisiones y reflexiones sobre la capa de protección (el vidrio), y en la superficie de la célula.

- *PV loss due to irradiance level* (-4.8%): Pérdidas por baja irradiancia.

- *PV loss due to temperature* (-4.5%): Pérdidas por temperatura.

Las condiciones de prueba para los módulos fotovoltaicos se realizan a una temperatura de las células de 25 ° C, pero la temperatura de trabajo de los módulos son mucho más altas. La pérdida térmica se calcula con el modelo de un diodo. Para las células de silicio cristalino, la pérdida es de -0,4% / ° C en MPP. Para condiciones de trabajo fijo de voltaje, la temperatura afecta principalmente a la tensión de la curva I-V.

- *Module quality loss* (-3.2%): Pérdidas por la calidad del módulo.

La mayoría de las series de módulos fotovoltaicos no coinciden con las especificaciones nominales del fabricante. Hasta ahora, era una de las mayores incertidumbres en la evaluación de los sistemas fotovoltaicos. Ahora, la situación parece aclararse ya que los módulos se venden con una tolerancia dada. El



programa de simulación permite el cálculo de estas pérdidas mediante un factor de pérdidas constante durante el proceso de simulación.

- *Module array mismatch loss* (-2.2%): Pérdidas por desacoplo.

Pérdidas debidas a que no todos los módulos o células se encuentran bajo las mismas condiciones de funcionamiento. Dichas pérdidas se producen por las siguientes causas:

- La suciedad en los módulos PV.
- Efectos de sombreado parcial.
- Pérdida de MPP, es decir, la diferencia entre las condiciones de funcionamiento nominal y el máximo punto de potencia disponible.

- *Ohmic wiring loss* (-5.3%): Pérdidas del cableado.

Las pérdidas por cableado, como los efectos térmicos, son fundamentalmente el resultado de una caída de tensión de la curva I-V características de la matriz.

El efecto real es diferente si la matriz opera en MPP o el voltaje fijo. En la operación para calcular el MPP, PVSYST® aplica la pérdida de cableado antes de dicho cálculo.

- *Inverter loss during operation* (-4.8%): Pérdidas por el rendimiento del inversor.
- *Inverter loss over nominal inv. power* (0.0%): Pérdidas en el inversor debido a una sobrecarga de potencia.
- *Inverter loss due to power threshold* (-0.1%): Pérdidas del inversor cuando trabaja por debajo del umbral mínimo de potencia.

Los inversores tienen un umbral de potencia, por debajo de dicho cual el inversor no opera. En nuestro caso es de 1 kW.

- *Inverter loss over nominal inv. voltage* (0.0%): Pérdidas en el inversor debido a sobretensiones.

El inversor tiene unos límites de voltaje que a partir de los cuales tiene pérdidas.

- *Inverter loss due to voltage threshold* (0.0%): Pérdidas del inversor cuando trabaja por debajo del umbral mínimo de tensión.

Los inversores tienen un umbral de tensión, por debajo de dicho umbral el inversor no opera.



Tiene también valores intermedios de:

- *Global incident in coll. Plane* (+10.1%): Irradiación horizontal incidente en los paneles.
- *Effective irradiance on collectors*: Irradiación efectiva en los paneles.

Es mayor que la irradiación horizontal, ya que los paneles se encuentran inclinados lo que favorece una mayor captación de la irradiación.

- *PV conversion*: Condiciones de referencia a la hora de la simulación. En nuestro caso ese valor es de 14.2 %.
- *Array nominal energy (at STC effic)*: Potencia nominal en el *array* en condiciones estándar (*STC=Standard test condition*).

Dichas condiciones estándar en este proyecto son:

- Insolación: 1000 W / m².
 - AM: 1.5.
 - Temperatura: 25 °C.
- *Array virtual energy at MPP*: Potencia virtual que habría en el punto de máxima potencia.

Se obtiene el valor de energía disponible a la salida del inversor (*Available Energy at invertir output*) a partir de la irradiación global que incide en el sistema (*Horizontal global irradiation*).



Loss diagram over the whole year

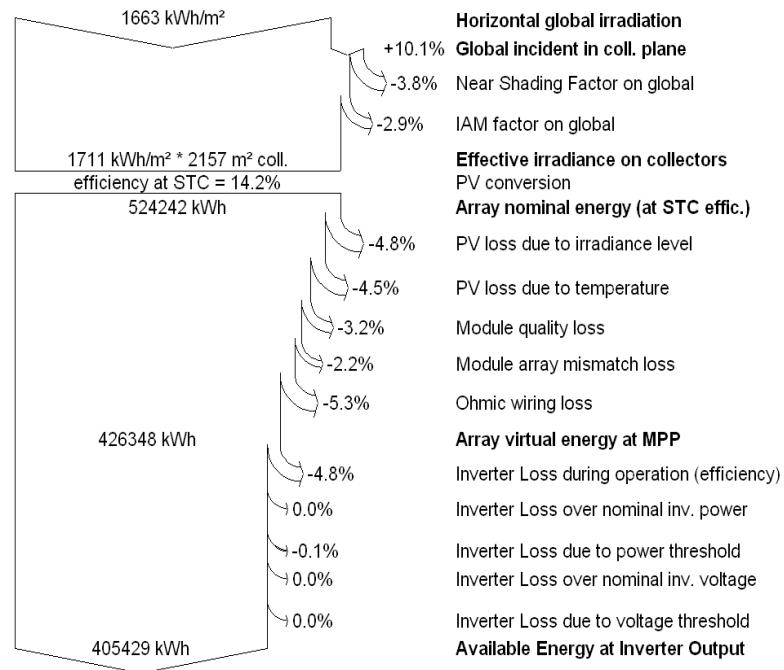


Figura 59: Diagrama de Sankey.
[PVSYST®].

4. EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN.

La energía solar fotovoltaica es, al igual que el resto de energías renovables, inagotable, limpia, respetable con el medio ambiente y contribuye al autoabastecimiento energético nacional. Al igual que el resto de las energías limpias, contribuye a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero y especialmente de CO₂, ayudando a cumplir los compromisos adquiridos por el Protocolo de Kioto y a proteger nuestro planeta del cambio climático.

4.1. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN:

Las instalaciones de conexión a red tienen un impacto medioambiental que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento, veremos que su impacto, solo se limitará a la fabricación pero no al funcionamiento.



Impacto relacionado con el funcionamiento.

Ruidos:

- Módulos fotovoltaicos: La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso.
- Inversor: trabaja a alta frecuencia no audible por el oído humano.

Emisiones gaseosas a la atmósfera:

- La forma de generar de un sistema fotovoltaico, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía, solo de una fuente limpia como es el sol.

Destrucción de flora y fauna:

- Ninguno de los equipos de la instalación tiene efecto de destrucción sobre la flora o fauna.

Residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento:

- Para funcionar los equipos de la instalación no necesitan verter nada al sistema de saneamiento, la refrigeración se realiza por convección natural.

Impacto relacionado con la fabricación.

En todo proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos para los inversores, estructuras, cables, etc. es donde las emisiones gaseosas a la atmósfera, pueden tener mayor impacto sobre el medioambiente. En el diseño de procesos hay que tener en cuenta los posibles residuos. Los principales residuos de esta clase son: disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos restos de los dopantes y los envases de las materias primas que han contenido estos productos. Los ácidos y los álcalis empleados en los procesos de limpieza pertenecen a la clase de residuos que se eliminan a través del sistema integral de saneamiento. En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación se calcula que en un tiempo entre 4 y 7 años los módulos fotovoltaicos devuelven la energía consumida en la fabricación, muy inferior a la vida prevista para estos que es superior a los 20 años.

4.2. CÁLCULO DEL AHORRO DE CO₂.

En nuestro caso se analiza la reducción de emisiones de la central fotovoltaica de acuerdo a las emisiones de CO₂ recogido en los documentos reconocidos de certificación energética publicados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

El valor de emisiones es 0.649 kgCO₂/kWh.



De acuerdo a este valor las emisiones evitadas al sistema “mix de producción” es de:
263.1 toneladas de CO₂

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

5.1. PROYECTO FOTOVOLTAICO:

Se evalúa la rentabilidad de la inversión asociada al proyecto fotovoltaico:

Datos de partida:

Inversión:

– Paneles:	988 444.80	Euro
– Inversores:	84 000.93	Euro
– Baja tensión:	95 571.46	Euro
– Red de tierras:	1 831.16	Euro

Otros gastos:

– Seguros, con carácter anual:	945	Euro
– Mantenimiento, con carácter anual:	4679	Euro
– Gastos administrativos, con carácter anual:	379	Euro

Ingresos:

La energía fotovoltaica se inscribe en el RD661 dentro del grupo b.1.1, (referido a Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica) [51].

La instalación objeto de este proyecto estaría englobada según el RD 1578/2008, de 26 de septiembre, en el grupo: “*Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW*” [66].

A los efectos de cálculos de retribución se utilizarán los valores publicados en “*la Resolución, de 21 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el listado provisional de ordenación de solicitudes de la convocatoria del primer trimestre de 2010 del procedimiento de pre-asignación de retribución regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, Los valores de las tarifas que serán de aplicación para la convocatoria del primer trimestre de 2010 son: Subtipo I.2: 31,1665 c€/kWh*” [27].



En esta evaluación se tienen en cuenta los siguientes datos:

- Tasa de impuestos: 30%.
- Tasa de inflación: 3%.
- Tasa de descuento: 5%.
- Vida del proyecto: 25 años.

Bajo estas condiciones se recogen los flujos de caja anuales y los parámetros de rentabilidad.

Año	Antes impuestos	Luego impuestos	TIR antes de impuestos	8.93	%
0	-1 169 848	-1 169 848	TIR después de impuestos	6.59	%
1	-1 049 683	-1 071 694	Tiempo de retorno	12	años
2	-929 703	-973 670	VAN	191 925	Euro
3	-809 914	-875 780			
4	-690 322	-778 027			
5	-570 933	-680 416			
6	-451 752	-582 952			
7	-332 787	-485 638			
8	-214 043	-388 479			
9	-95 527	-291 480			
10	22 754	-194 645			
11	140 793	-97 979			
12	258 583	-1 489			
13	376 115	94 823			
14	493 383	190 948			
15	610 379	286 884			
16	727 095	382 623			
17	843 521	478 159			
18	959 649	573 487			
19	1 075 471	668 601			
20	1 190 977	763 493			
21	1 306 158	858 158			
22	1 421 004	952 588			
23	1 535 505	1 046 777			
24	1 649 650	1 140 717			
25	1 763 429	1 234 400			

Tablas 26 y 27: Valores del flujo de caja.

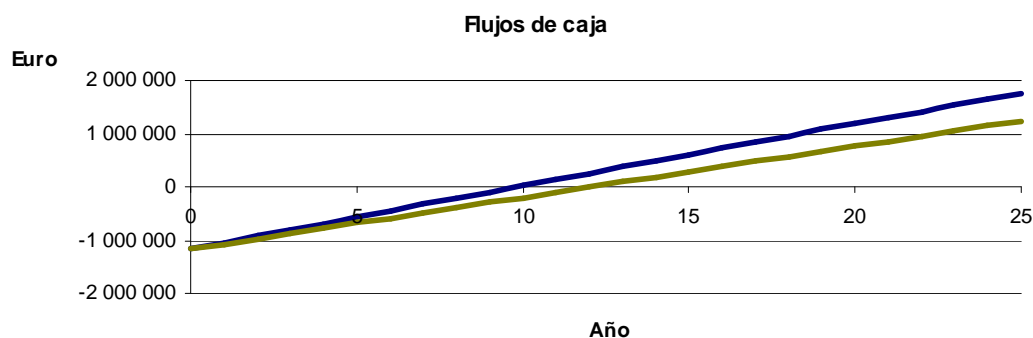


Figura 60: Flujo de caja.



TIR antes de impuestos (línea azul):

Es un parámetro (en este caso antes de impuestos) que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto. En este caso es rentable (TIR 8.93%).

TIR después de impuestos (línea verde):

En este caso se trata del TIR después de impuestos. También podemos observar que es rentable (TIR 6.59%)

Tiempo de retorno:

Tiempo en recuperar la inversión.

VAN (Valor actual neto):

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Para aceptarse un proyecto el VAN debe ser mayor que cero.

De acuerdo a estos parámetros el proyecto puede calificarse como económicamente viable.



VIII.- COCHE ELÉCTRICO

1. MOVILIDAD SOSTENIBLE.

Los hábitos actuales de movilidad en la ciudad se caracterizan por una expansión urbana continua y una dependencia creciente respecto del vehículo privado, produciendo un gran consumo de espacio y energía y unos impactos medioambientales que ponen de relieve la necesidad de lograr un sistema de transporte urbano bien concebido que sea menos dependiente de los combustibles fósiles. Para lograrlo se tienen que habilitar recursos, implantar medidas y cambiar tendencias, todo lo cual hace necesaria la concienciación e implicación de toda la sociedad y la colaboración entre las diferentes Administraciones para alcanzar soluciones integrales que supongan un cambio en la tendencia, hacia la sostenibilidad, en la movilidad urbana.



Figura 61: Problemas del uso del vehículo privado [26].

El desarrollo sostenible consiste en hacer compatibles crecimiento económico, cohesión social y defensa del medio ambiente; de esta forma, se garantiza una mejor calidad de vida para la población actual y futura, sin aumentar el uso de recursos naturales más allá de la capacidad de la naturaleza para proporcionarlos indefinidamente.

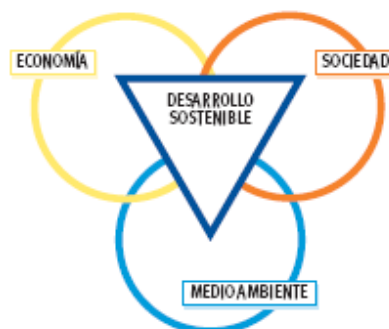


Figura 62: Desarrollo sostenible [26].

En España, el sector del transporte es el mayor consumidor de energía final (en torno al 40% del consumo total) y el mayor emisor de CO₂ (por encima del 30% de las emisiones totales). Además, la práctica totalidad de esta energía proviene de combustibles derivados del petróleo. Las administraciones tienen el deber de promover el uso de combustibles y vehículos alternativos, así como el ahorro y la eficiencia energética en el sector. Por su parte, los ciudadanos tienen la responsabilidad de añadir los criterios de eficiencia energética y sostenibilidad a su elección de los modos de transporte y al uso que realizan de los mismos.

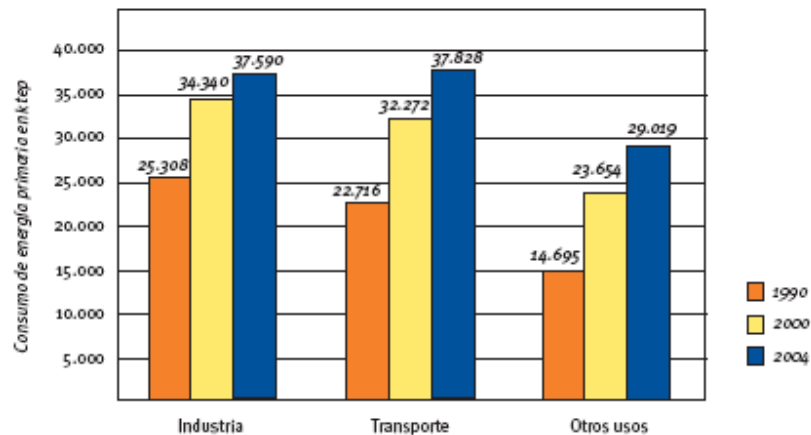


Figura 63: Consumo de energía primaria [26].

El transporte público, por viajero, ocupa 50 veces menos espacio y emite un 70% menos de CO₂ que el vehículo privado. Con su actual índice de ocupación (1,3 pasajeros por vehículo), el coche es el modo de transporte menos eficiente y más contaminante. Utilizando medios de transporte colectivo y sistemas de coche compartido seremos más eficientes y sostenibles en nuestros desplazamientos.



Figura 64: Uso del transporte público [26].

Más del 75% de los desplazamientos urbanos se realizan en vehículos privados con un solo ocupante. En la ciudad, el 50% de los viajes en coche son para recorrer menos de 3 km, y un 10% para menos de 500 m. En estos viajes cortos el incremento medio de consumo es de un 60%.



El vehículo turismo representa el 15% del consumo total de energía final en España. Con la conducción eficiente, los conductores lograrán ahorrar del orden del 15% de carburante, así como reducir las emisiones de CO₂ y otros contaminantes.

Sin olvidar que, a mayor tamaño y peso del vehículo, son necesarias mayores potencias y cilindradas del motor para moverlo, lo que conlleva un aumento del consumo de carburante y de las emisiones contaminantes a la atmósfera.

Si dejamos de utilizar tan solo un 1% de nuestros vehículos privados para ir al trabajo, usando en su lugar el transporte público, ahorraremos anualmente más de 20 millones de litros de combustible y evitaremos la emisión a la atmósfera de unas 47.000 toneladas de CO₂. El transporte urbano, y especialmente el uso masivo del vehículo privado, representa la principal fuente de contaminación en nuestras ciudades.

2. NUEVOS DESARROLLOS TECNOLÓGICOS.

Los nuevos desarrollos tecnológicos y la reducción del peso de los vehículos han supuesto una reducción sustancial de los consumos y de las emisiones de contaminantes, sobre todo en los vehículos diesel. A esto hay que añadir la introducción de catalizadores y filtros, que también han contribuido a disminuir la emisión de contaminantes.

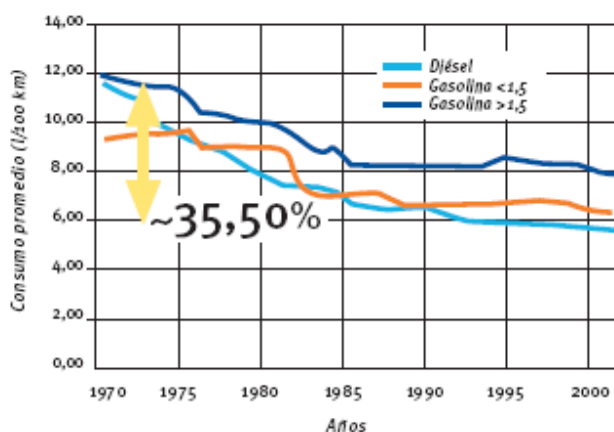


Figura 65: Consumo promedio [26].

La mejora de los combustibles ha permitido, a su vez, reducir consumos y evitar impurezas que se lanzaban a la atmósfera por el tubo de escape. La Directiva 2003/17/CE [71] sobre calidad de la gasolina y el gasóleo ha impulsado de nuevo los esfuerzos para mejorar todo el proceso de combustión y emisión de gases de los vehículos. De cara al futuro, se abren varias vías para seguir reduciendo las emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero. Entre ellas, las principales son:

Biocarburantes:

Son combustibles producidos a partir de biomasa, por lo que son una fuente de energía renovable. Tienen grandes ventajas: contribuyen a disminuir la dependencia energética,



reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y promueven un mayor uso de las energías renovables. En España, estos carburantes tienen en la actualidad tasa cero en el impuesto. Los biocarburantes principales son el biodiesel (alternativa al gasóleo) y el bioetanol (aditivo o sustituto de la gasolina). La utilización de biodiésel puro reduciría las emisiones de CO₂ entre un 40-50%. El coste de la producción de biodiésel a partir de semillas oleaginosas es bastante más elevado que el del gasóleo derivado de crudo. Su producción a partir de residuos vegetales oleaginosos sería más económica, pero plantea un problema de calidad del combustible y de limitación de suministro.

El bioetanol se produce a partir de la fabricación del azúcar, el almidón o la celulosa. La producción de bioetanol también sigue siendo más cara que la del combustible procedente de crudo, pero la sustitución completa de la gasolina por bioetanol supondría una reducción de las emisiones de CO₂ entre un 50 y un 60%.



Figura 66: Biobus [26].

Propulsión a gas:

El gas licuado del petróleo (GLP) es una mezcla de propano y butano extraído de los procesos de refinado y de los yacimientos de gas natural. El rendimiento y la potencia de los coches de GLP son similares a sus equivalentes de gasolina, y a la hora de conducir se aprecian pocas diferencias entre ambos.

Presentan ventajas medioambientales al emitir menos contaminantes de NO_x, CO, HC y partículas que los carburantes convencionales, y unas emisiones de CO₂ inferiores a las de gasolina y similares a las del gasóleo. El coste del combustible también es una ventaja (cerca del 30% inferior al de la gasolina). La evolución al alza de los gasóleos puede hacer que los vehículos GLP sean cada vez más competitivos en términos económicos frente a los vehículos con combustibles convencionales.

El gas natural está compuesto mayoritariamente por metano. Es un combustible fósil que se extrae de yacimientos que pueden estar o no asociados a los del petróleo.

El gas natural se aplica tanto a vehículos pesados como ligeros. Dependiendo de factores logísticos o estratégicos fijados en cada país, está más desarrollado un segmento que otro. En España, la fiscalidad ha favorecido su introducción en el servicio público.



Los vehículos de gas natural son similares a los de gasolina, difiriendo de ellos en la alimentación y almacenamiento del combustible (como gas natural comprimido, GNC, o gas natural licuado, GNL). En la actualidad, el GNC es la opción más utilizada.

Los vehículos de gas natural son considerados bastante limpios en lo que respecta a emisiones atmosféricas que afectan a la salud humana: CO, NOx, HC y partículas. En relación al CO₂, las emisiones de estos vehículos son del orden de un 20% inferiores a las de los vehículos de gasolina y entre 5-10% inferiores a las de sus análogos diésel, aunque esta ventaja se invalida en entorno urbano, donde las emisiones son del mismo orden.



Figura 67: Autobús con propulsión a gas [26].

El coche híbrido:

Un vehículo híbrido tiene un motor de combustión interna y un motor eléctrico. Ambos se combinan para dar una conducción más eficiente. El motor térmico se detiene en las paradas del vehículo y el motor eléctrico ayuda al térmico en los arranques y aceleraciones. La mayor ventaja de los híbridos se produce en condiciones de uso en las que hay continuas paradas y aceleraciones, es decir, en el entorno urbano. Los vehículos con sistema de propulsión híbrida son más limpios y eficientes que los convencionales y sus costes de funcionamiento son inferiores, aunque su adquisición sea más cara. Los costes de producción de estos vehículos son bastante altos, aunque se espera que se reduzcan a medida que los niveles de ventas y fabricación de estos vehículos aumenten.

Desde el punto de vista medioambiental son una alternativa muy interesante, porque emiten menos CO₂ que sus equivalentes convencionales y consumen menos combustible, sobre todo en entorno urbano.

Vehículo eléctrico:

Los vehículos eléctricos alimentados exclusivamente por baterías no producen emisiones atmosféricas en el punto de utilización, son muy silenciosos y tienen bajos costes de mantenimiento.



Su mayor limitación procede precisamente de la autonomía y duración de la batería. En función de la composición de la misma presenta mayor o menor autonomía, pero aquellos casos en que la autonomía es mayor, la batería es cara. Presentan precios de adquisición elevados, pero sus costes de utilización son inferiores.



Figura 68: Vehículo eléctrico [26].

Hidrógeno (pila de combustible):

Las pilas de combustible de hidrógeno son sistemas electroquímicos en los que se transforma la energía química en energía eléctrica y vapor de agua. Este concepto ofrece ventajas sustanciales sobre la tecnología clásica de combustión, no solamente por el aumento de la eficiencia hasta niveles de 30-40% sino también porque la única emisión producida es vapor de agua. De forma global, los automóviles que utilizan hidrógeno como combustible son 22% más eficientes que los movidos por gasolina.

Sin embargo, en la actualidad, la mayor parte del hidrógeno se produce a partir de gas natural mediante un proceso con vapor de agua que genera CO₂. Se espera que a largo plazo la producción de hidrógeno se base en el aprovechamiento de energías renovables. Se considera que a largo plazo constituirán una de las mejores opciones para los motores de combustión interna.



Figura 69: Autobús de hidrógeno [26].



3. INTRODUCCIÓN AL COCHE ELÉCTRICO.

Los coches eléctricos son algo que podemos ver frecuentemente en los medios de comunicación e incluso en ocasiones, en nuestra vida diaria. Hay algunas razones por el continuo interés en estos vehículos.

El Vehículo Eléctrico se presenta como alternativa de futuro en cuanto a transpone urbano se refiere, trae consigo una disminución considerable del consumo energético, los coches eléctricos crean menos polución que los coches alimentados con gasolina/diesel, por lo que son una alternativa menos contaminante y sobre todo trae la disminución de la contaminación medioambiental en las grandes ciudades. Otra fuente de contaminación ambiental es la contaminación acústica. Este factor desaparece prácticamente mediante la utilización de automóviles eléctricos extremadamente silenciosos, lo cual se agradece sobre todo en las ciudades.

El agotamiento de los recursos energéticos como es el petróleo, produce un encarecimiento del producto que repercute en las economías de los países y que les hace buscar otras alternativas en otros recursos energéticos.

Una de las mayores limitaciones actuales en el automóvil eléctrico para la generalización de los vehículos eléctricos es el coste de las baterías, su autonomía y su capacidad, en comparación con el automóvil actual. Ambos parámetros provienen de la falta de un sistema de almacenamiento de energía óptimo.

Se están realizando estudios sobre la circulación en grandes ciudades respecto a los siguientes parámetros:

- Número de kilómetros diarios.
- Número de desplazamientos por día y por persona.
- Velocidad media durante el desplazamiento.
- Número de pasajeros por trayecto.
- Equipaje transportado por trayecto.

El Gobierno español ha propuesto que en 2014 circulen por nuestras carreteras un millón de coches eléctricos. Los fabricantes ya se están moviendo, las administraciones primarán la investigación en este campo y las empresas responsables del suministro y las infraestructuras necesarias (el punto más complejo) también trabajan para conseguirlo.

Ahora, tras casi 100 años del primer coche eléctrico, constituye una alternativa real a los vehículos con motor de combustión. La problemática de la dependencia del petróleo, así como la necesidad de reducir consumos y emisiones, han hecho que las marcas se disputen el desarrollo de estos automóviles, que parecen el futuro del sector. Esto conlleva un aumento en la demanda de generación de energía, ya sean fuentes renovables, energía nuclear, carbón, gas, etc.



4. VEHÍCULO ELÉCTRICOS EN AUTOMOCIÓN.

El concepto de “vehículo eléctrico” engloba a todos aquellos vehículos que utilizan para su propulsión la energía eléctrica almacenada a bordo mediante baterías. Por ello, en función de la recarga de esa energía eléctrica utilizada se les puede clasificar como:

- Vehículos eléctricos de batería intercambiable: Corresponde a aquellos vehículos que pueden cambiar su batería gastada por otra recargada en un centro de suministro.
- Vehículos eléctricos enchufables: Corresponde a aquellos vehículos que pueden cargar energía directamente de la red eléctrica y almacenarla en la batería.
- Vehículos híbridos es aquel que combina un motor eléctrico normalmente alimentado con baterías y un motor de combustión interna convencional.

5. CÓMO FUNCIONAN.

Los coches eléctricos funcionan igual que los convencionales, aunque su mecánica es diferente: el motor eléctrico no lleva cambio de marchas, y en vez de depósito de combustible, hay un conjunto de baterías o pilas.

Algunos de los cambios que se han de realizar en un coche eléctrico se pueden resumir en los siguientes puntos:

- El motor de gasolina, el silenciador, el convertidor catalítico y el tanque de la gasolina son retirados.
- El embrague es retirado, dejando la transmisión en su lugar.
- Un nuevo motor de corriente alterna se ajusta a la transmisión con un plato adaptador.
- Un controlador eléctrico es añadido para controlar el motor eléctrico.
- Una bandeja de baterías es instalada en el suelo del coche
- Se instalan motores eléctricos para hacer funcionar elementos que solían utilizar su energía del motor: aire acondicionado, parabrisas, limpia parabrisas, etc.
- Un inyector es añadido a los frenos, que solían funcionar con el motor de combustión.
- Un cargador es añadido a las baterías para que se recarguen.
- Un pequeño calentador eléctrico de agua es añadido para proveer de calefacción.

Estos son los cambios principales de un coche transformado a uno eléctrico, aunque existen más.



Figura 70: Motor eléctrico [49].

Al acelerar, no hay ningún sonido ni vibración, la batería manda electricidad al propulsor y éste mueve el automóvil. En el proceso intervienen dos cerebros electrónicos: uno funciona como un distribuidor y convierte la corriente continua de la batería en alterna, para que pueda utilizarla el motor; el otro, gestiona la entrega de potencia de la mecánica. El conjunto se completa con las tomas de carga, que suelen ser dobles: para enchufes domésticos y postes trifásicos.

A diferencia de los motores de gasolina y diesel, que van ganando potencia a medida que se sube de revoluciones, los eléctricos funcionan al revés: rinden al máximo desde cero y van perdiendo empuje según se van revolucionando. Este detalle hace que aceleren desde parado con contundencia. Su mayor peso frente a un modelo normal es otra de sus características. Las baterías superan los 200 kilos, pero la ausencia de cambio y el motor eléctrico, que es más ligero, ahorran unos 50 y dejan la diferencia en unos 150 kilos más respecto a un coche tradicional.

Gracias al alto par de empuje de los motores eléctricos, los vehículos eléctricos son fáciles de conducir tanto en zonas urbanas como en carretera y en caminos fuera de ésta.



Figura 71: Interior de un coche eléctrico [49].



5.1. COMPONENTES.

Los componentes principales de un coche eléctrico de batería fundamentalmente son:

- Baterías
- Motor Eléctrico
- Sistema de conexión mecánica entre el motor eléctrico y la transmisión
- Controlador del motor eléctrico
- Potenciómetro
- Interruptor principal
- Interruptor de seguridad
- Fusible principal
- Dispositivo de conexión del cableado
- Interruptor de carga
- Transformador o convertidor de voltaje de corriente continua a corriente continua (DC/DC).



Figura 72: Componentes del coche eléctrico [12].



El corazón de un coche eléctrico es la combinación de:

Motor eléctrico:

El motor eléctrico es cuatro veces más eficiente que el motor de combustión interna. Se caracterizan por ser muy silenciosos y por su gran agilidad funcional (un vehículo eléctrico no necesita caja de cambios). No producen ninguna emisión contaminante o dañina.

El motor eléctrico aprovecha la energía de los frenados, que normalmente se perderían a través de la disipación del calor y la fricción, mejorando notablemente la eficiencia de los vehículos tradicionales, lo que lo hace ideal para los desplazamientos urbanos. Al tener menos partes mecánicas, sus costes de operación son inferiores.

Los vehículos eléctricos pueden tener sólo un gran motor eléctrico conectado a la transmisión, o varios pequeños motores en cada una de las ruedas. Los vehículos eléctricos con sólo un motor se adaptan mejor al diseño tradicional y permiten un motor más potente, pero presentan algunas pérdidas de eficiencia a través de la fricción. Los vehículos eléctricos con motores en los neumáticos evitan muchas de las pérdidas de transmisión frente a un único motor, pero en la actualidad son más apropiados para pequeños vehículos, debido a la necesidad de mayor potencia de los vehículos grandes.

Controlador del motor:

El controlador coge energía de las baterías y se lo entrega al motor. El acelerador va conectado a unos potenciómetros y estos proveen de la señal que le dice al controlador cuanta energía se supone que tiene que entregar. El controlador puede enviar entregar varios niveles de potencia, controlando la velocidad.



Figura 73: Componentes del coche eléctrico [49].



Baterías:

Es el componente crítico, hay importes desventajas e inconvenientes:

En primer lugar la capacidad y el coste de las baterías. Las baterías de ión-litio mejoran la capacidad y la autonomía de los vehículos, pero son costosas.

Otros inconvenientes son las limitaciones de tamaño y prestaciones de los vehículos eléctricos, el tiempo de recarga de las baterías, la ausencia actual de puntos de recarga o de cambio de baterías, y los cambios que deberían producirse en la generación de electricidad y en la red de distribución. No obstante, las ventajas económicas, políticas, sociales y ambientales a medio y largo plazo son muy superiores.

El futuro de los vehículos puramente eléctricos parece pasar por las nuevas generaciones de acumuladores químicos.

Las principales tecnologías son las siguientes (Tabla 28):

Tipo de baterías recargables.	Energía (Wh/kg)	Energía/volumen (Wh/litro)	Potencia/ Peso (W/kg)	Nº de ciclos	Eficiencia energética (%)
Zebra (NaNiCl)	125	300	-	1000	92.5
Polímero de litio	200	300	>3000	1000	90.0
Iones de litio	125	270	1800	1000	90.0
Niquel-Hidruro Metálico (NiMH)	70	140-300	250-1000	1350	70.0
Niquel - Cadmio (NiCd)	60	50-150	150	1350	72.5
Plomo - Ácido	40	60-75	150	500	82.5

Tabla 28: Tipos de baterías.



- Plomo-ácido:

Los acumuladores de plomo-ácido son las más antiguas y tienen una baja relación entre la electricidad acumulada con el peso y el volumen. Ocupan mucho espacio y pesan mucho, pero son duraderas y de bajo coste, y se tasa de reciclaje supera el 90%. Para conseguir una autonomía de 50 km con una velocidad punta de 70 km/h se necesiten más de 400 kg de baterías de plomo-ácido. El periodo de recarga puede oscilar entre 8 y 10 horas.

- Níquel Cadmio (NiCd):

Utilizan un ánodo de níquel y un cátodo de cadmio. El cadmio es un metal pesado muy tóxico, por lo que han sido prohibidas por la Unión Europea. Tienen una gran duración (más de 1.500 recargas) pero una baja densidad energética (50 Wh/kg), además de verse afectadas por el efecto memoria.

- Baterías de Níquel-Hidruro Metálico (NiMH):

Las baterías recargables de níquel hidruro metálico es muy similar a la de níquel cadmio, pero sin el metal tóxico, por lo que su impacto ambiental es muy inferior. Las baterías recargables de níquel hidruro metálico almacenan de 2 a 3 veces más electricidad que sus equivalentes en peso de níquel cadmio, aunque también se ven afectadas por el efecto memoria, aunque en una proporción menor. Su densidad energética asciende a unos 80 Wh/kg.

- Iones de litio (Li-ion):

Las baterías de iones de litio deben su desarrollo a la telefonía móvil y su desarrollo es muy reciente. Su densidad energética asciende a unos 115 Wh/kg, y no sufren el efecto memoria. Las baterías de iones de litio se usan en teléfonos móviles, ordenadores, portátiles, reproductores de MP3 y cámaras. Probablemente alimentarán la siguiente generación de vehículos híbridos y eléctricos puros conectados a la red. A pesar de sus indudables ventajas, también presentan inconvenientes: sobrecalentamiento y alto coste.

- Baterías de polímero de litio:

Es una tecnología similar a la de iones de litio, pero con una mayor densidad de energía, diseño ultraligero (muy útil para equipos ultraligeros) y una tasa de descarga superior. Entre sus desventajas está la alta inestabilidad de las baterías si se sobrecargan y si la descarga se produce por debajo de cierto voltaje.



– Baterías Zebra (NaNiCl):

Una de las baterías recargables que más prometen son las conocidas como Zebra. Tienen una alta densidad energética, pero operan en un rango de temperaturas que va de 270°C a 350°C, lo que requiere un aislamiento. Son apropiadas en autobuses.

La distancia que un vehículo eléctrico puede recorrer sin recargar la batería, en los modelos actuales o de próxima fabricación, va de 60 a 250 kilómetros. Hay que tener en cuenta que la mayor parte de los desplazamientos diarios son inferiores a los 60 km.



Figura 74: Interior del capó de un coche eléctrico [30].

Litio:

La mayoría de las baterías de los vehículos eléctricos actuales o previstos en los próximos dos años están fabricadas con litio, al igual que la de los móviles y portátiles. La electrificación del transporte supondrá un aumento importante de la extracción de litio.

Las reservas conocidas de litio, como mínimo, ascienden a unos 20 millones de toneladas. La batería de un vehículo eléctrico medio es de unos 30 kWh, y hacen falta 275 gramos para almacenar un kWh. Un vehículo eléctrico medio, por tanto, necesita 8,25 kilos de litio. Un cálculo simple nos lleva a una clara conclusión: con las reservas conocidas de litio, se pueden fabricar unos 2.500 millones de vehículos eléctricos, cuatro veces más que todo el parque mundial de vehículos.

5.2. EL CONSUMO ENERGÉTICO.

Los motores eléctricos destacan por su alta eficiencia a todos los regímenes de funcionamiento. El consumo energético del motor de un vehículo eléctrico oscila entre los 10 y los 20 kWh en un recorrido de 100 km. El coste de utilización de un vehículo eléctrico es de 1,5€/100 km., suponiendo pérdidas en la carga y la entrega de potencia y considerando los precios de la energía en España.

Ésta es la gran baza de los vehículos eléctricos de última generación. Comparándolo con el consumo de un vehículo equipado con un motor de combustión, es económicamente muy favorable. Este dato es uno de los puntos fuertes de los vehículos eléctricos a baterías. Un utilitario con un motor de consumo reducido (6,5 L/100 km) supone unos 7,5€/100 km.



En el vehículo eléctrico la energía es aprovechada casi en su totalidad para mover el coche, mientras que los motores de combustión pierden buena parte de la energía generada para su funcionamiento. Esto no quiere decir que, para el caso del coche eléctrico, en el cómputo global de energía existan pérdidas por la generación en centrales de todo tipo y su distribución por todo el territorio.

5.3. CONTAMINACIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.

Es falso que un vehículo eléctrico no genere una contaminación ambiental. Un coche que funciona con baterías provoca una contaminación debida al transporte, generación y transformación de la energía eléctrica necesaria para cargar las baterías. La contaminación dependerá del método de generación de electricidad. Tomando como indicador las emisiones de CO₂, nos encontramos ante distintas situaciones.

El 16% de la energía eléctrica generada en España viene de centrales térmicas de carbón [37]. Suponiendo una media de 0,75 kg de CO₂/kWh, obtenemos que, para circular esos 100 km con el coche eléctrico que usamos de ejemplo, habrán de ser emitidos 1,8 kg de CO₂ a la atmósfera por la combustión de carbón.

Otro 22% [37] se produce en centrales nucleares. Estas centrales no producen emisiones de CO₂ al generar energía eléctrica, pero generan residuos radiactivos cuyo almacenamiento o desactivación constituye uno de los principales problemas del sistema energético español y mundial.

Las centrales de gas de ciclo combinado tienen menores emisiones contaminantes, también del conocido CO₂, y producen el 34% de la energía eléctrica [37]. Podemos estimar del orden de 0,26 kg/kWh. Para circular esos 100 km con el coche eléctrico que usamos de ejemplo, habrán de ser emitidos 1,326 kg de CO₂ a la atmósfera por la combustión de gas.

El último 28% viene de las centrales hidroeléctricas o de energías renovables (campos eólicos, solares o geotérmicos). Estas no emiten gases contaminantes durante su funcionamiento. Sin embargo, la extracción y preparación de los materiales que se utilizan para su construcción produce contaminación. Además, la construcción de estas centrales provoca también impactos ambientales que afectan a los ecosistemas. Estas acciones sobre el medio ambiente también son imputables proporcionalmente a la generación de energía eléctrica, computando proporcionalmente al impacto ambiental por cada 100 km recorridos en un vehículo eléctrico.

Las emisiones de CO₂ totales por cada 100 km serían de unos 3,126 kg, una cifra muy inferior a los 12 kg que emitiría directamente un vehículo con motor convencional, sin emisiones adicionales, como por ejemplo las emisiones por fabricación.

Es necesario prever el aumento de demanda que supondrá la popularización de los coches eléctricos, ya que será indispensable incrementar la generación eléctrica y revisar la capacidad de distribución, un problema que ya existe ahora y que se verá agravado con esta implantación.



Todos los análisis de ciclo de vida han demostrado que los vehículos eléctricos cuya electricidad provenga de energías renovables (los REBEC, de *renewable energy battery electric*) emiten un 80% menos CO₂ que los vehículos tradicionales.

La contaminación provoca la muerte prematura de dos millones de personas (unas 16.000 personas en España), cuatro veces más que las producidas en accidentes de tráfico. Los REBEC contribuirán a reducir las emisiones de partículas PM10, óxidos de nitrógeno, hidrocarburos y monóxido de carbono, mejorando la calidad del aire de nuestras ciudades.

5.4. ENERGÍAS RENOVABLES Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO.

La electrificación del transporte puede suponer el gran salto que necesitan las energías renovables destinadas a la generación de electricidad para consolidarse y superar sus inconvenientes de no gestionabilidad y de no garantizar el suministro. La eólica es la que presenta mayor potencial a corto y medio plazo, pero la fotovoltaica también puede proporcionar electricidad en lugares aislados o no conectados a la red con sencillas pérgolas o en garajes con cubiertas fotovoltaicas, y la solar termoeléctrica jugará un papel importante en determinadas regiones, como el sur de España.

En la actualidad existen casi 17.000 MW de energía eólica instalados y 4.000 MW de energía solar fotovoltaica. El cumplimiento de los objetivos de la UE, indican que en el año 2020 pueden existir 44.000 MW de energía eólica, 8.000 de energía solar térmica y 6.000 de energía solar fotovoltaica [39]. Tan importante potencia de energía renovable instalada, hace necesaria una operación más flexible del sistema que supone entre otras cosas, el reforzamiento de la conexión con Francia, la introducción de turbinas de gas en ciclo abierto y la gestión de la curva de carga, a través de centrales de bombeo y la introducción progresiva de coches eléctricos enchufables.

La electrificación del transporte en las dos próximas décadas puede tener la misma fuerza impulsora para las energías renovables que la que tuvo el motor de combustión interna a principios del siglo XX para la industria petrolífera, tras perder su gran mercado: el queroseno sustituido por la bombilla de Edison y la electrificación de la iluminación.

Las baterías pueden recargarse cuando “sobra” electricidad de origen eólico, y en un futuro no muy lejano pueden verter la electricidad almacenada a la red en las horas punta, actuando como un sistema de almacenamiento distribuido, de forma similar a las centrales reversibles de bombeo, pero a una escala mucho mayor e implicando a miles o millones de vehículos que, además, pasan la mayor parte del tiempo aparcados.



Figura 75: Vehículos eléctricos y energías renovables [Web].



Figura 76: Vehículo eléctrico [Web].

Además, la Comisión Europea podría exigir en 2012 que las emisiones de CO₂ de todos los modelos que se vendan no superen los 12 kg/100km (En España, por debajo de este límite se evita pagar el impuesto de matriculación). Si estamos hablando de que un coche eléctrico supone sólo 3 kg/ 100 km. y de manera indirecta, la normativa favorece también la comercialización de coches eléctricos [30].



6. DAFO: ANÁLISIS DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.

El análisis DAFO, también conocido como análisis FODA, es una metodología de estudio de la situación competitiva de una empresa en su mercado (situación externa) y de las características internas (situación interna) de la misma, a efectos de determinar sus Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

Debilidades:

- Autonomía reducida por la capacidad de las baterías.
- Precio muy alto de los vehículos (Coste de las baterías).
- Número de recargas y tiempo de recarga de las baterías.
- Prestaciones inferiores a un motor térmico de igual coste.
- Ausencia de estructura de suministro.

Amenazas:

- Los híbridos, especialmente los de tipo enchufable poseen todas las ventajas de los vehículos eléctricos y casi no presentan desventajas.
- Precio de la electricidad muy dependiente del gas o petróleo.
- La flexibilidad en los precios del crudo pueden ser una amenaza potencial.

Fortalezas:

- La electricidad es un vector energético muy flexible, pudiendo obtenerse de numerosas fuentes.
- Los vehículos eléctricos no emiten contaminantes locales, algo particularmente importante en entornos urbanos. Apenas emiten ruido.
- Pueden aprovechar o recuperar parte de la energía cinética generando electricidad durante las frenadas.

Oportunidades:

- Impulso al desarrollo de un sistema optimizado de producción y distribución de electricidad a través de fuentes renovables.
- Desarrollo de infraestructuras y sistemas de recarga rápida.

7. PROYECTO MOVELE.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio tiene previsto destinar 10 millones de euros a la puesta en marcha de un denominado Proyecto Movele para determinar la viabilidad de la implantación del coche eléctrico en España, según se recoge en el borrador del Plan Integral de Automoción [19][22][24].



Este proyecto contempla la introducción en entornos urbanos durante los años 2009 y 2010 de un total de 2.000 vehículos eléctricos de diversas categorías, prestaciones y tecnologías, en un colectivo amplio de empresas, instituciones y particulares, así como la instalación de 500 puntos de recarga para estos automóviles.

Según el borrador del Plan Integral de Automoción, la puesta en marcha de estos 2.000 coches eléctricos en sustitución del mismo número de vehículos impulsados por gasolina y gasóleo supone un ahorro energético anual de 2.772 toneladas equivalentes de petróleo al año y la reducción de 4.471 toneladas de CO₂ anuales. El proyecto no explica, en cambio, el incremento de demanda eléctrica que supondría esta incorporación, ni en qué medida afectaría esta a la necesidad de producción eléctrica de España.

La dotación presupuestaria para esta iniciativa suma 10 millones de euros, de los que 8 millones se destinarán a ayudas para la adquisición de los vehículos eléctricos, 1,5 millones a ayudas para la creación de la infraestructura de recarga y 500.000 euros para gastos de asistencia técnica, gestión y comunicación del IDAE.

8. CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA, COCHE ELÉCTRICO Y REDES INTELIGENTES.

8.1. CURVA DE DEMANDA.

La electricidad no se puede almacenar a gran escala con costes razonables. Por ello es necesario mantener una base de carga funcionando continuamente, con una estrategia que permita tanto cubrir la demanda básica, como los picos de alta demanda que puedan surgir. En consecuencia, el suministro de electricidad tiene que ser, en tiempo real, igual a su consumo. Es decir, que la generación eléctrica es básicamente igual a la demanda en cada instante (incluyendo las pérdidas que se producen en el sistema). La demanda eléctrica varía con el tiempo en función de los hábitos de los consumidores, la estructura productiva de la economía, climatología, estación del año, etc.

Cada instalación de generación de electricidad tiene unos costes diferentes dependiendo del precio del combustible, gastos de mantenimiento, amortización de las instalaciones, etc.

Estas características influyen en lo que se denomina perfil de la demanda y la distribución horaria de precios de la energía eléctrica.

Por ejemplo, la figura 77 muestra el consumo agregado diario del jueves 22 de enero de 2010 en España, e ilustra la idea de la curva, de la demanda eléctrica.

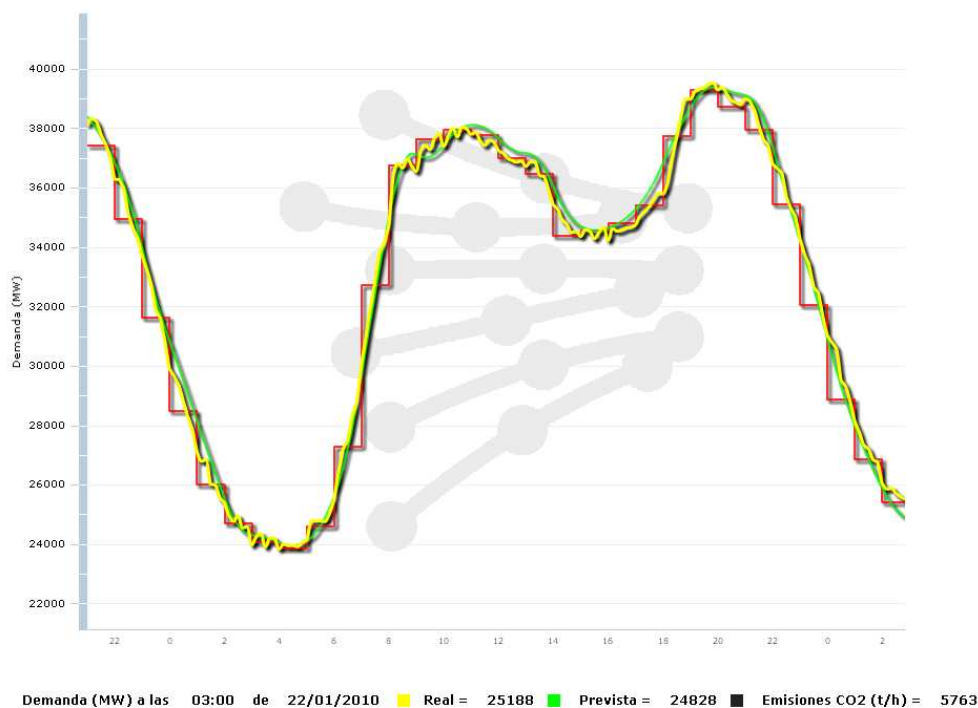


Figura 77: Curva de demanda [37].

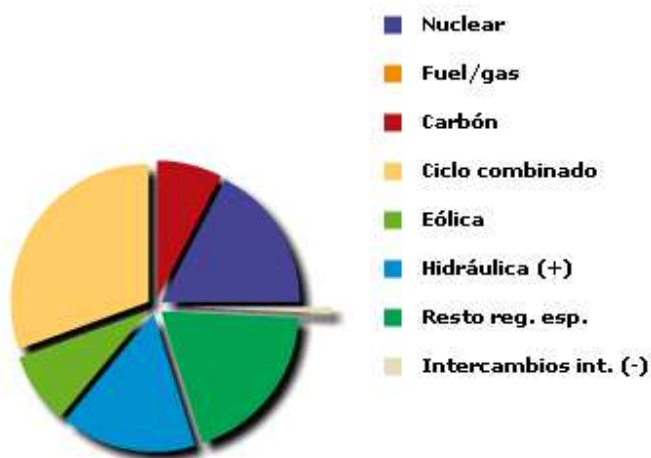


Figura 78: Estructura de generación [37].

En este ejemplo, se aprecia cómo la demanda va variando a lo largo del día, dándose el momento de máximo consumo sobre las 21:00 horas, y el de mínimo consumo sobre las 05:00 horas. La curva de demanda, aunque varía, lo hace dentro de ciertos parámetros conocidos por la experiencia. La razón de esto hay que buscarla en los patrones de consumo de los principales segmentos de consumidores, los cuales no varían drásticamente en cortos intervalos, sino que son más bien estables y predecibles debido las tendencias que van mostrando a lo largo del tiempo:



- Ciclos de consumo en sector residencial: iluminación, consumo de TV, lavadoras y electrodomésticos, etc.
- Horarios del sector terciario (Oficinas y servicios): horario de entrada y salida, periodos de máximo consumo de calefacción y aire acondicionado, etc.
- Patrón de consumo industrial y sector primario.

En la gran mayoría de los casos, los principales consumidores de energía eléctrica son los sectores industrial y residencial. El primero se caracteriza por un pequeño número de consumidores con un elevado consumo y, el segundo, por un elevado número de consumidores con un bajo consumo eléctrico.

A fin de asegurar un mínimo en la calidad y seguridad del suministro, el sistema eléctrico necesita mantener un cierto índice de cobertura de la demanda, es decir, un margen entre la potencia eléctrica instalada disponible en las centrales y el pico de demanda eléctrica previsto. Esto implica que parte de las instalaciones de generación, así como redes de transporte y distribución, sólo se requieran para cubrir los picos de demanda. El resto del tiempo, estas infraestructuras están sin utilizar, y no sólo están sin producir, sino que a fin de estar preparadas para entrar a cubrir las puntas, consumen importantes recursos en operación y mantenimiento.

Gestión de la curva de carga.

Para la operación del sistema eléctrico, es importante incorporar nuevas demandas que permitan aplanar la curva de carga, objetivo siempre importante, en una creciente penetración de las energías renovables en la generación de electricidad. El recurso primario renovable presenta unas ciertas dificultades de almacenamiento y una limitada gestionabilidad.

En la España Peninsular, se dan dos elementos adicionales: la limitada capacidad de bombeo, que supone la alternativa óptima de almacenamiento nocturno, y las dificultades de colocar excedentes de generación en los sistemas eléctricos de los países vecinos. La apuesta por los vehículos eléctricos es, por tanto, una alternativa con un claro potencial.

El incremento de la demanda con vehículos eléctricos obligará a una mayor contribución por parte de las renovables, lo que una vez más redundará en la necesidad de dotar de una mayor flexibilidad a la operación del sistema con esta y otras soluciones. Deben permitir inicialmente incorporar nuevas cargas en horas de baja demanda y posteriormente, modular cargas en diferentes periodos.

8.2. REDES INTELIGENTES.

Dado que en España, como en la mayoría de los países, la tarifa nocturna o valle es inferior a la normal, lo usual sería recargar las baterías por la noche.

Una red “inteligente” de decenas de miles de puntos de recarga en calles y aparcamientos, con el software apropiado, diría al vehículo cuando debe recargar, parar e incluso verter la



electricidad a la red. Hay que tener en cuenta que la mayor parte del parque pasa gran parte del tiempo aparcado, utilizándose sólo una o dos horas al día en la mayoría de los casos. Por término medio el 95 por ciento de todos los automóviles están estacionados en un momento dado, utilizándose como media una hora al día.

Por esta razón los vehículos eléctricos deben jugar un papel clave para empezar a gestionar mejor la red, aplanar la curva de carga, aprovechar la llamada reserva activa que en gran parte se desaprovecha (la cantidad de electricidad disponible para garantizar la inmediata disponibilidad en caso de necesidad por un aumento inesperado de la demanda) y permitir un aumento de la aportación de energías renovables.

La reserva activa podría suministrar la electricidad que consume un tercio del parque de vehículos en la mayoría de los países, siempre que exista la red adecuada, y evitaría tener que crear una capacidad de generación muy costosa que sólo se va a utilizar unas pocas horas al año, esas 30 o 40 horas que coinciden con olas de frío o de calor.

8.3. EL VEHÍCULO ELÉCTRICO, CURVA DE CARGA Y REDES INTELIGENTES.

Un vehículo eléctrico medio consume alrededor de 10-20 kWh por cada 100 km. Un coche que recorra unos 15.000 Km al año consumiría alrededor de 2.250 kWh, equiparable al consumo doméstico medio. Aunque lo más importante es la capacidad de carga de las propias baterías, con una carga de 5-7 kWh durante la noche en un enchufe casero, sería suficiente para el recorrido que va a realizar un vehículo durante el día.

El impacto en el sistema eléctrico de una hipotética implantación de 2 millones de coches eléctricos sería aumentar la demanda de energía en 3.500 GWh al año, pero teniendo en cuenta que esa energía sería gestionable por el operador del sistema (OS), como un sistema de almacenamiento complementario al bombeo.

En la Figura 79 se observa como cambiaría la curva de demanda con el consumo adicional que supondría la recarga de 2 millones de coches eléctricos (6,5 % del actual parque automovilístico en España). Si suponemos que la carga del vehículo se produce uniformemente a lo largo de las 7 horas que durante la noche tienen menos consumo, el incremento en la demanda sería de unos 2.000 MW en cada una de esas 7 horas, suponiendo que cada batería se recargara con 7 kWh (energía suficiente para recorrer 70 Km).

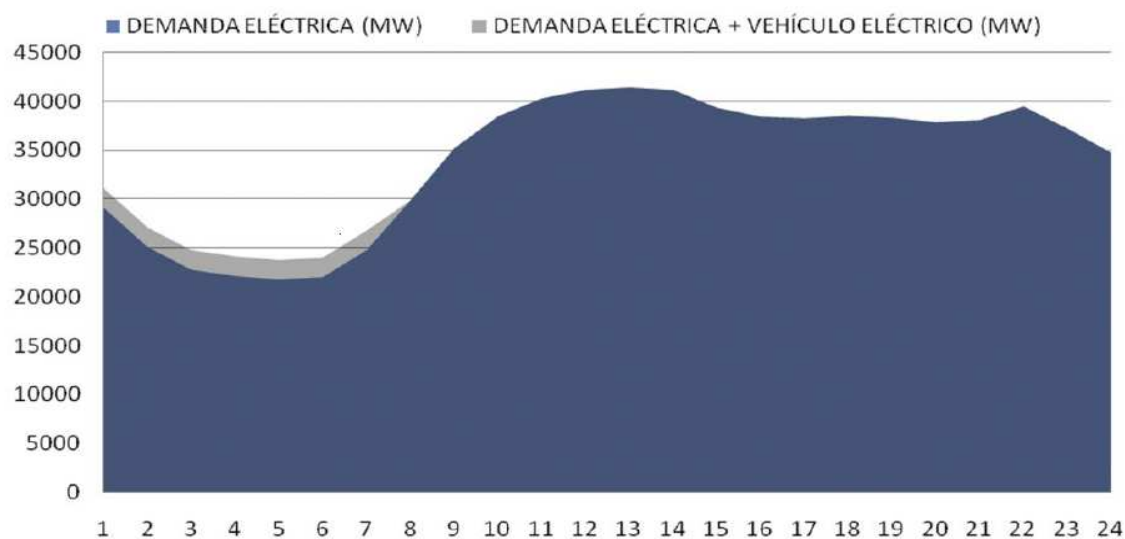


Figura 79: Curva de la demanda eléctrica [13].

Sin embargo, la operación del sistema, podría ser mucho más flexible con la utilización de sistemas inteligentes que siguieran la evolución demanda general del sistema. En la figura 80 se puede observar cómo sería la curva para este caso, utilizando el mismo número de vehículos. Se puede observar que en las horas de menor consumo la demanda se podría aumentar incluso en 4.000 MW, aplanando considerablemente la curva de carga por la noche, e incluso en algunas horas del día en las que el consumo tampoco es excesivo, como pueden ser las 4 o las 5 de la tarde.

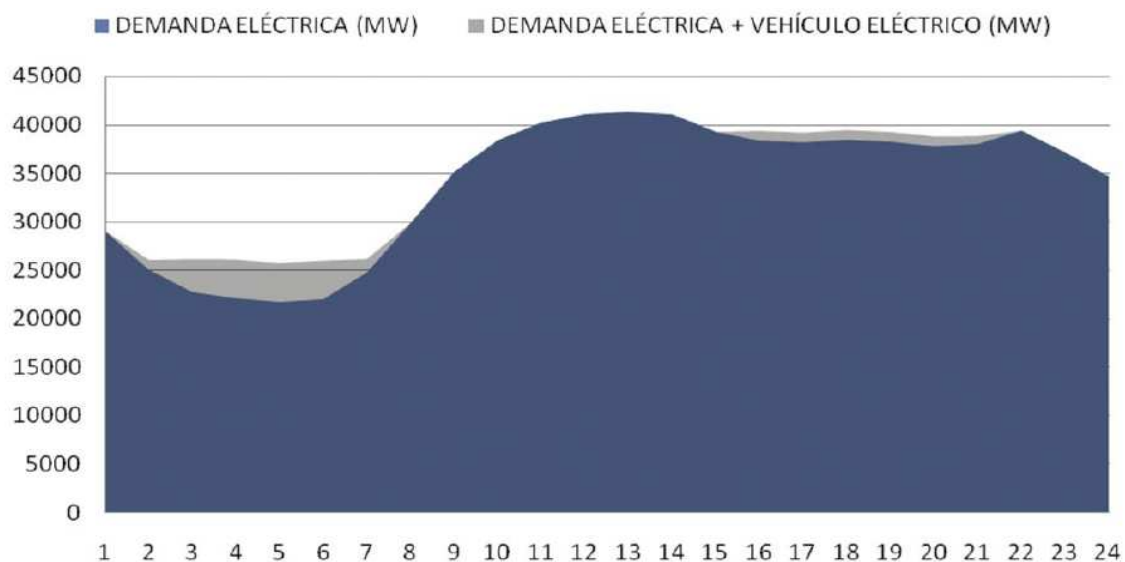


Figura 80: Curva de la demanda eléctrica [13].

La carga durante las horas de la tarde podría hacerse en los aparcamientos de los edificios de oficinas donde se ubican los vehículos.



Además de aumentar la demanda en horas valle, el vehículo eléctrico también podría suministrar electricidad en horas punta y tomando el ejemplo anterior, podría disminuir la carga suministrada al edificio por el sistema eléctrico, obteniéndose un menor consumo eléctrico neto. Este hecho aplanaría aun más la curva de carga evitando altos picos de demanda y manteniéndola constante entre ambas puntas, lo que mejoraría notablemente la operación del sistema eléctrico.

El vehículo se recargaría entre la 1 y las 6 de la madrugada cuando la demanda apenas llega a unos 22.000 MW, en el trayecto al trabajo el coche consumiría parte de la energía de la batería, esta energía posteriormente puede ser recargada en los lugares de trabajo, en periodos de todavía poca demanda para, por un lado vender energía a la red entre las 10 y las 16 horas, cuando la demanda supera los 38.000 MW, y por otro realizar el trayecto de vuelta a casa. También existiría incluso la opción de suministrar energía a la red entre las 20 y las 23, que es cuando se suele producir el mayor pico de demanda, en el punto de recarga eléctrica instalado en los garajes de las casas.

Esta forma de operar tiene incidencia no sólo en el balance de energía, sino que también puede ser utilizado por el Operador del Sistema (OS) para optimizar los servicios de regulación.

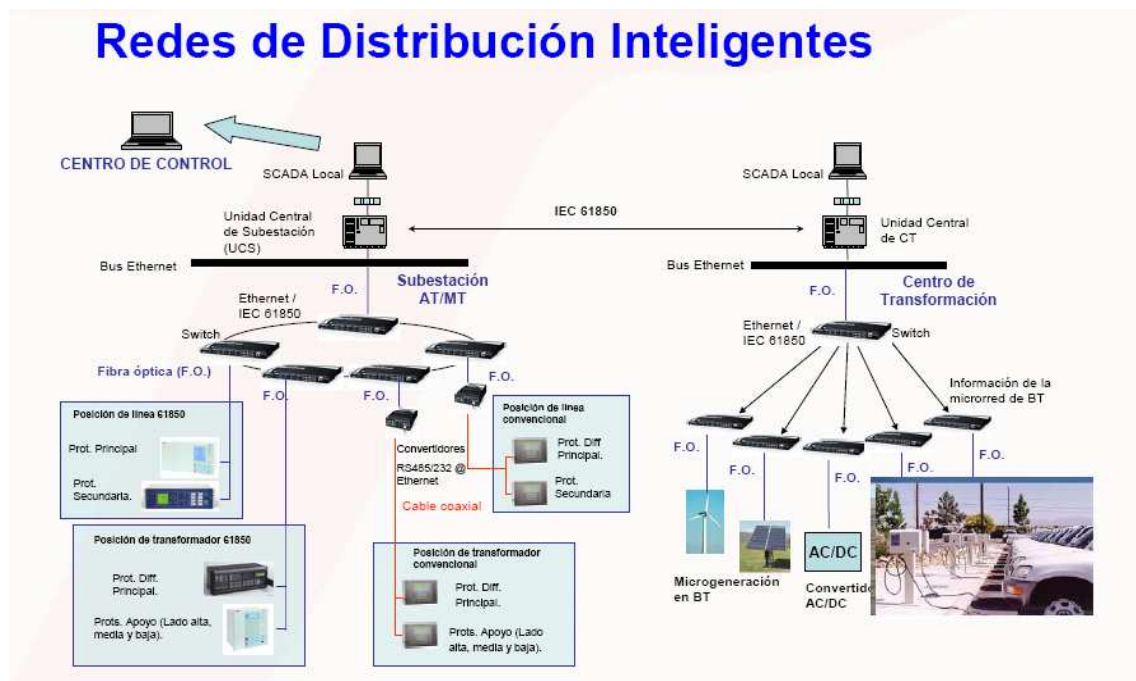


Figura 81: Redes de distribución inteligentes [26].

La existencia de cargas modulares con periodos programables de varias horas debe permitir optimizar el uso de estos servicios auxiliares al combinarlas con fuentes renovables de generación variable y parcialmente programables.

En la Figura 82 se puede observar la aplicabilidad que tendría en la operación del sistema este tipo de almacenamiento en la cantidad de energía almacenada, que podría ser



gestionada por el operador del sistema, tanto mayores cuantos más vehículos participen en la operación del sistema.

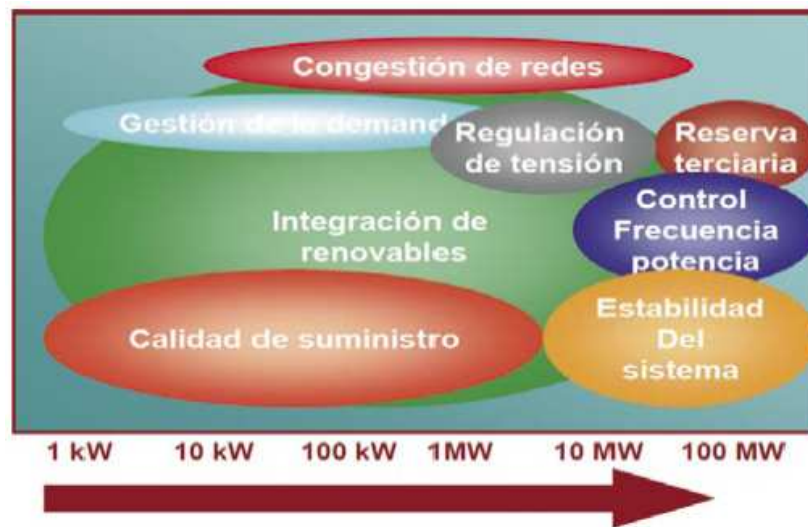


Figura 82: Aplicabilidad energía almacenada en vehículos eléctricos [17].

Además de dotar al sistema eléctrico de un mayor grado de flexibilidad en su operación, la creciente penetración de las energías renovables impulsa una mayor interrelación entre consumidores finales y el operador del sistema, lo que facilita los flujos de información y hace más transparente la toma de decisiones.

9. SISTEMAS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

9.1. POSTES DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

Descripción.

Los postes de recarga cubren las necesidades de recarga de vehículos eléctricos en la vía pública, cumpliendo con todas las normativas de seguridad eléctrica así como seguridad en el acceso y la medida y gestión del consumo [50].

Todos los equipos ofrecen al usuario del vehículo eléctrico, un método sencillo para recargar su vehículo. Los postes de recarga disponen de un fácil sistema de acceso y pago de energía mediante tarjetas sin contacto, así como un práctico sistema de apertura y cierre. De esta forma, todo el proceso de recarga puede realizarse con tan solo unos pocos pasos.



Aplicación.

Todos aquellos lugares en intemperie susceptibles de ser destinados al estacionamiento de vehículos de cualquier tipo (coches, motos, bicicletas, transporte, limpieza...). Un ejemplo de estos pueden ser la vía pública, parkings públicos exteriores, parkings exteriores en grandes superficies, aeropuertos, empresas de alquiler de vehículos, empresas de limpieza, etc.



Figura 83: Poste de recarga inteligente [50].

9.2. CAJAS PARKING DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

Descripción.

Estos equipos destacan por ser equipos muy compactos con un alto nivel tecnológico integrado. Las cajas de recarga para parking con múltiples usuarios se han dotado de un sistema de acceso y pago de energía mediante tarjetas sin contacto.



Figura 84: Cajas parking de recarga inteligente de vehículos eléctricos [50].



Aplicación.

Estos equipos están especialmente diseñados para ser usados en parking cubiertos, susceptibles de ser destinados al estacionamiento de vehículos de cualquier tipo (coches, motos, bicicletas, transporte, limpieza). Un ejemplo de estos pueden ser parking públicos interiores, parking privados comunitarios, aeropuertos, empresas de alquiler de vehículos, empresas de limpieza, etc.

9.3. SISTEMA MULTIPUNTO.

Descripción.

El sistema multipunto, ha sido diseñado para dar una solución inteligente a la recarga de vehículos eléctricos en los parking con múltiples tomas.

Esta solución permite gestionar la recarga de un gran número de vehículos eléctricos de forma inteligente, controlando los distintos parámetros de la red eléctrica y los vehículos que a ella se conectan, así como las preferencias del usuario y del gestor del parking. El sistema permite cargar en las condiciones más favorables en cuanto a tarifas eléctricas, o de forma inmediata si lo requiere el usuario. Al mismo tiempo el gestor del aparcamiento puede optimizar al máximo su instalación que se encarga de realizar un control de potencia gestionando las cargas de los vehículos eléctricos y la capacidad de la línea con tal de evitar que esta pueda saturarse aprovechándola al máximo. Así mismo el sistema puede detectar anomalías de la red eléctrica de suministro e informar y actuar para prevenirlos.



Figura 85: Sistemas multipunto [50].

Aplicación.

Estos equipos están especialmente diseñados para ser usados en parking cubiertos con múltiples plazas de aparcamiento para vehículo eléctrico. Un ejemplo de estos pueden ser parking públicos interiores, parking privados comunitarios, aeropuertos, empresas de alquiler de vehículos, empresas de limpieza, etc.



9.4. EQUIPOS DE RECARGA RÁPIDA.

Descripción.

Los equipos de recarga rápida, han sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos que están preparados para soportar la recarga rápida de sus baterías.

En lo que a recarga rápida de los vehículos se refiere, estos deben estar preparados y adaptados para tal funcionalidad. Aquellos que están preparados pueden recargar sus baterías en un tiempo muy inferior a un vehículo con carga estándar, si bien por el momento existen distintos modos de cargas rápidas, se han desarrollado los 2 sistemas más comunes, la carga rápida monofásica de 32 Amperios y la trifásica de 63 Amperios.



Figura 86: Punto de recarga rápida [50].

Aplicación.

La recarga rápida necesita de una instalación eléctrica preparada, debido a la gran demanda de energía que se puede llegar a pedir en un tiempo muy reducido. Es por ello que la recarga rápida está pensada para ser instalada en aparcamientos u otros lugares adaptados especialmente donde se prevé la necesidad de este tipo de recarga.

9.5. SOLUCIÓN DE RECARGA PARA VEHÍCULOS DE DOS RUEDAS.

Descripción.

La solución de recarga para vehículos de 2 ruedas, han sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos de 2 ruedas como motocicletas o bicicletas eléctricas.

Solidario al controlador existe un soporte con todas las tomas de corriente para los distintos vehículos de 2 ruedas, cada toma está a una distancia determinada de la otra lo que permite estacionar el vehículo cómodamente para realizar la recarga.



Figura 87: Solución de recarga de vehículos de dos ruedas [50].

10. CONCLUSIONES.

Las conclusiones generales que se obtienen, en valores medios, son buenas. El número de kilómetros realizados diariamente está en torno a los 40 Km, la velocidad media alrededor de 50 Km/h, el número de pasajeros por trayecto está cerca de 2 y la ocupación del maletero no llega al 30% de su capacidad total.

Esto nos indica que el 90% de los trayectos realizados en un año se podrían realizar con automóviles de pequeñas dimensiones y con una autonomía inferior a los 80 Km. es decir, estos trayectos estarían especialmente indicados para automóviles eléctricos donde, se cumplen todas esas condiciones y además tienen un consumo energético inferior al automóvil convencional, obteniéndose el consiguiente ahorro energético. El 10% restante de los trayectos correspondería a trayectos de las periferias de las ciudades, salidas los fines de semana o vacaciones y viajes de larga distancia.



Nissan Nuvu

Figura 88: Nissan Nuvu [12].



La apuesta por el coche eléctrico está empezando. Casi todas las marcas tienen previstos lanzamientos durante los próximos años. El coche eléctrico empezará a tener importancia en el mercado a partir de 2010-2012. El nuevo vehículo consumirá energía renovable, su autonomía estará entre los 100 y los 200 kilómetros y la recarga será uniforme durante la noche aprovechando cuando la demanda es menor. Pero la gran barrera para la generalización de los vehículos eléctricos es el coste de las baterías.

El primer paso para incentivar la llegada del coche eléctrico ya lo dio el Gobierno central con un plan de ayudas, en el marco del Plan Movele, para quien quiera comprar un vehículo alimentado por energía eléctrica. La ayuda directa irá desde los 750 a los 20.000 euros. Todo dependerá del modelo. El Plan Movele confía en que a final de 2010 haya 2.000 vehículos eléctricos y 500 puntos de recarga en España.



IX.- INSTALACIÓN DE LOS POSTES DE RECARGA.

1. POSTES DE CARGA.

Para la instalación de los postes de carga se cumplirán todas las especificaciones técnicas y de seguridad.

La energía necesaria para alimentar estos dispositivos y para la carga de los coches eléctricos se obtiene de la red, es decir, no se consume directamente la energía producida en la instalación fotovoltaica.

Esto es debido a las siguientes causas:

- Al tratarse de una fuente de energía renovable y dependiente del sol existe una variabilidad de producción en los diferentes días del año, por lo que no todos los días se dan las circunstancias óptimas para dar un servicio a todos los postes de recarga y a todos los vehículos.
- En el caso de no tener coches enchufados durante el día, toda la energía producida sería inútil al no existir actualmente grandes acumuladores.
- Gran parte de la recarga se efectuaría por la noche, que es cuando la gran mayoría de coches se encuentran estacionados y también para optimizar la curva de demanda. Por la noche no hay sol y por tanto no se produce energía eléctrica.

Debido a estas causas, una opción sería acumular la energía que no se utiliza durante las horas del día en baterías para dar servicio por la noche ó en las horas del día con gran demanda. Hasta la fecha esto es inviable debido a la falta de grandes acumuladores de energía (baterías) y el precio que ello supone. Esto si se podría plantear en un entorno aislado.

Según el Proyecto Movele se prevé la introducción en entornos urbanos durante los años 2009 y 2010 de un total de 2.000 vehículos eléctricos de diversas categorías, prestaciones y tecnologías, así como la instalación de 500 puntos de recarga para estos automóviles.

Debido a la demanda que se prevé en un futuro cercano, se han instalado:

- 2 postes de recarga inteligente para vehículos eléctricos.

Dicha instalación podrá ser ampliada en el futuro con nuevas tomas dependiendo de la demanda que pueda tener una vez que el mercado del coche eléctrico empiece a crecer.



1.1. CARACTERÍSTICAS COMUNES.

CARACTERÍSTICAS
Cuerpo metálico antivandálico
Acceso y prepago mediante tarjetas de proximidad
Display para monitorización de saldo
Medida de energía integrada
Protección diferencial con reconexión automática integradas
Sistema de protección frente a intento de hurto de energía
Sistema de apertura antivandálico
Preparado para uso exterior (IP54)

Tabla 29: Características comunes del poste de recarga inteligente.

1.2. INSTALACIÓN DE POSTES DE RECARGA INTELIGENTE PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

Se instalarán 2 postes individuales (una toma), uno por cada una de las plazas del parking reservadas para coches eléctricos.

- Tienen las siguientes características (Tablas 30, 31 y 32):

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Tensión de entrada	230 V.c.a.
Tolerancia	+/- 10%
Frecuencia de entrada	50..60 Hz
Tensión de salida	230 V.c.a.
Corriente máxima de salida	16 A por toma
Medida de corriente	Contador integrado
Diferencial	Reconectable automáticamente
Temperatura ambiente	-10°C...50°C
Consumo máximo	3.6 kW
Número de tomas	1
Peso	30 kg
Dimensiones	Ø 214 mm; 1230 mm

Tabla 30: Características técnicas.



CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Superficie	Pintura de poliéster (antigrafiti)
Envolvente	Acero inoxidable
Grado de protección mecánica	IK8
Grado de protección	IP 54
Anclaje	Plantilla de fijación de 4 pernos

Tabla 31: Características mecánicas.

NORMAS
EN 61851-1 : 2001 parte1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443A

Tabla 32: Normas.

1.3. LA FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA.

- La Pilona en estado inicial está con su parte superior cerrada sin posibilidad de conectar ningún vehículo.
- El Usuario introduce en la ranura existente una tarjeta Prepago adquirida anteriormente en algún establecimiento o cajero dispensador, la cual estará cargada de créditos, los cuales equivalen a tiempo de recarga de energía.
- Una vez introducida la tarjeta, se enciende un pequeño display, el cual indica el valor de créditos disponible en la tarjeta, y la pilona desbloquea la parte superior y permite la conexión del vehículo, en el enchufe que esté con un led iluminado. Antes de irnos volvemos a cerrar la parte superior de la pilona, para evitar vandalismos y que alguien nos desenchufe el vehículo.
- Una vez queremos terminar la operación y retirar el vehículo introducimos la tarjeta en la pilona, se desbloquea la parte superior, nos devuelve el crédito sobrante a la tarjeta, desenchufamos el vehículo y volvemos a cerrar la pilona para que otro usuario la pueda utilizar.



X.- EVALUACIÓN DEL COCHE ELÉCTRICO

1. OBJETIVO.

Se evalúa la viabilidad del proyecto en lo relativo al coche eléctrico, en cuanto a reducción de emisiones frente al vehículo convencional en el capítulo medioambiental y en cuanto a la factibilidad económica que supone para el propietario de un coche eléctrico la adquisición de este debido al menor coste de combustible.

2. PREMISAS DEL ESTUDIO. DATOS DE PARTIDA.

Se consideran los siguientes datos de partida:

Para el usuario de un coche eléctrico:

- Condiciones técnicas del vehículo.
- Consumo medio de un vehículo de estas características.
- Emisiones específicas del vehículo convencional frente a la alternativa del coche eléctrico.
- Inversión a realizar por el usuario de un coche eléctrico para disponer de éste.
- Flujos de caja asociados al consumo real de este coche y el consumo de un vehículo convencional.

3. EVALUACIÓN.

Dado que en España, como en la mayoría de los países, la tarifa nocturna o valle es inferior a la normal, lo usual sería recargar las baterías por la noche.

En este sentido otros excedentes eléctricos no gestionables con producción nocturna como la eólica resultarían adecuados.

En el caso de que la generación fotovoltaica se utilizara para recargar baterías se evitaría la entrada en funcionamiento de centrales convencionales destinadas a cubrir los picos de demanda del sistema.

El conocimiento de las horas de producción ayuda a la gestión de la red y al funcionamiento programado de generación, de modo que pueden establecerse unos costes eléctricos asociados a los costes de producción por periodos horarios e intervalos estacionales.

A continuación se va a realizar un estudio comparando la energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica y el número de trayectos diarios con un coche eléctrico que se podrían realizar. Es un estudio comparativo únicamente ya que, en realidad, la energía



producida por la central es vertida a la red. Para la carga de los vehículos, los diferentes dispositivos de recarga obtienen la energía de la red, no directamente de los paneles.

Se estima una producción media en la central de 1341 kWh/kWp.año (1 341 he, 1341 horas equivalentes)

Se asumen las siguientes hipótesis en el estudio:

- El consumo eléctrico para recorrer 100 km es 20 kWh.
- La trayectoria media por uso es 80 Km/día.

En la figura 89 se muestra la producción eléctrica y la cantidad de recorridos diarios con el vehículo eléctrico propuesto:

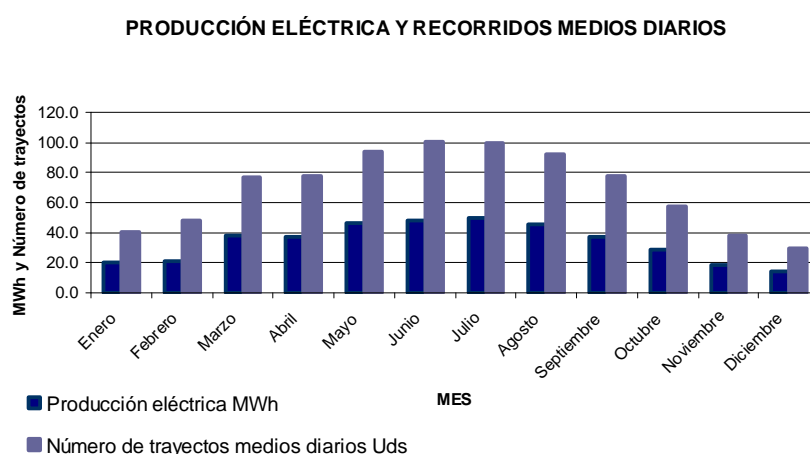


Figura 89: Producción eléctrica y recorridos medios diarios.

En la tabla 33 se muestran los valores de la gráfica anterior:

Datos	Temperatura	Radiación Horizontal	Producción eléctrica	Número de trayectos medios diarios
Mes	°C	kWh	MWh	Uds
Enero	5.5	66	20.1	41
Febrero	7.0	77	21.4	48
Marzo	9.3	141	38.1	77
Abril	11.6	153	37.4	78
Mayo	15.5	204	46.4	94
Junio	20.4	223	48.1	100
Julio	24.3	230	49.5	100
Agosto	23.8	201	45.8	92
Septiembre	20.3	150	37.2	78
Octubre	14.5	105	28.4	57
Noviembre	8.9	64	18.5	38
Diciembre	5.9	49	14.5	29
Anual	14.0	1 663.0	405.4	69

Tabla 33: Valores de producción eléctrica y recorridos medios diarios.



La gráfica de trayectos diarios medios que se pueden cubrir se muestra a continuación (Figura 90) para cada uno de los 365 días del año.

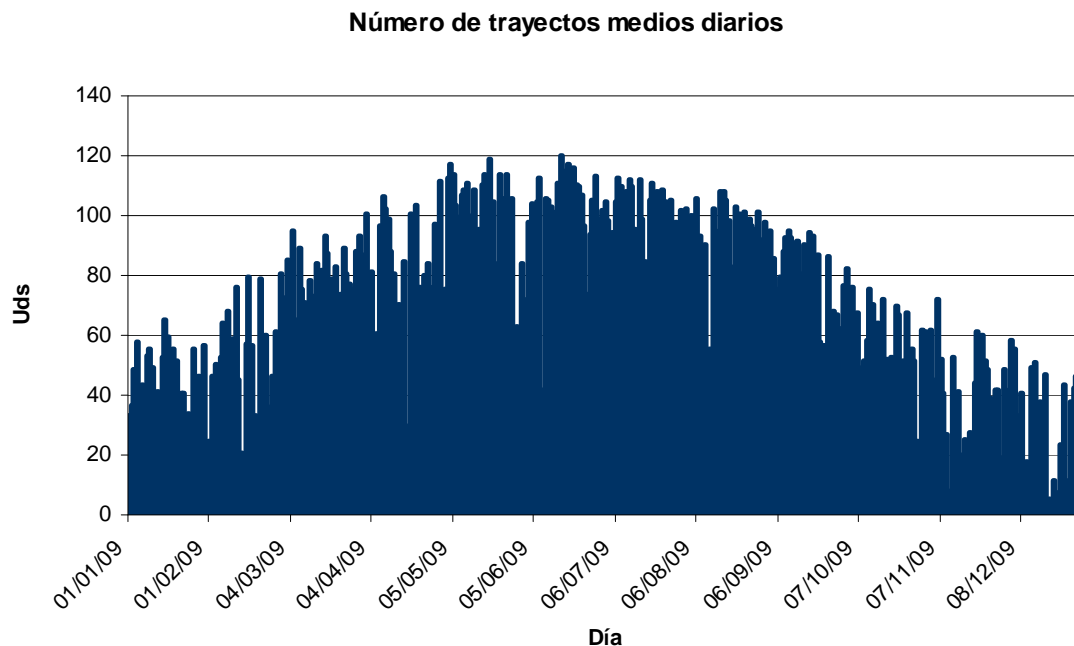


Figura 90: Número de trayectos medios Diarios.

Para el cálculo del número de trayectos diarios se han realizado los siguientes cálculos:

Tomamos como ejemplo el mes de enero, los datos de partida son los siguientes:

- Producción eléctrica: 20.1 MWh.
- El consumo eléctrico para recorrer 100 km es 20 kWh.
- La trayectoria media por uso es 80 Km/día.

Número de kilómetros que se pueden recorrer al mes con la producción eléctrica producida:

$$\text{Número de km} = \text{Energía producida} / \text{Consumo eléctrico para recorrer 100 km.} \quad (15)$$

$$N^{\circ} Km = \frac{20.1 MWh \cdot 1000 \cdot \frac{kWh}{MWh}}{\frac{20 kWh}{100 Km}}$$

Número de trayectos:

$$\text{Número de trayectos} = \text{Número de km} / \text{trayectoria media diaria.} \quad (16)$$



$$N^{\circ} \text{Trayectos} = \frac{10500 \text{ km}}{80 \cdot \frac{\text{km}}{\text{Trayecto}}} = 1256$$

Número de trayectos diarios=Número de trayectos en un mes / 31 días. (17)

$$N^{\circ} \text{TrayectosD iarios} = \frac{1256}{31} = 41$$

3.1. CÁLCULO DEL AHORRO DE CO2.

Se ha realizado un estudio del CO2 que se evitaría con el uso del coche eléctrico en relación con la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto. Siempre y cuando el coche eléctrico sea cargado con energías renovables ya que las emisiones de dichos vehículos dependen de la procedencia de la energía con la que son cargados (sin tener en cuenta la las emisiones en su proceso de fabricación). Para ello se ha realizado el estudio del ahorro de emisiones de CO2 a la atmósfera que habría si toda la energía producida en la instalación fuera aprovechada por vehículos eléctricos (en función del número de trayectos).

Suponemos un utilitario con consumo 6.5 L/100 Km movido con gasóleo. La tasa de emisiones de gasóleo es 2.8 kg/L. En estas condiciones se dejarían de emitir 369 Toneladas de CO2.

Datos	Producción eléctrica	Número de trayectos medios diarios	Número de km recorridos	Consumo de gasóleo
Mes	MWh	Uds	km	L
Enero	20.1	41	100 692	6 545
Febrero	21.4	48	107 049	6 958
Marzo	38.1	77	190 337	12 372
Abril	37.4	78	186 843	12 145
Mayo	46.4	94	232 187	15 092
Junio	48.1	100	240 731	15 648
Julio	49.5	100	247 388	16 080
Agosto	45.8	92	229 195	14 898
Septiembre	37.2	78	186 052	12 093
Octubre	28.4	57	141 846	9 220
Noviembre	18.5	38	92 272	5 998
Diciembre	14.5	29	72 553	4 716
Anual	405.4	69	2 027 145	131 764

Tabla 34: Valores para el cálculo de ahorro de CO2.



Para el cálculo de emisiones que se dejarían de emitir se ha realizado el siguiente cálculo:

Tomamos como ejemplo el mes de enero, los datos de partida son los siguientes:

- Producción eléctrica: 20.1 MWh.
- Número de trayectos medios diarios: 41 (exactamente: 40.6016129).
- La trayectoria media por uso es de: 80 Km/día.
- Utilitario con un consumo de: 6.5 L/100 km.
- Tasa de emisiones del gasóleo: 2.8 kg/L.

Número de trayectos de 80 km = 40.6016129.

Número de km al día = $40.6016129 \cdot 80 = 3248.129032$ km/día.

Número de km al mes = $3248.129032 \cdot 31 = 100692$ km/mes.

Consumo de gasóleo (L) = $1000692 \text{ km/mes} \cdot 6.5 \text{ L/100 km} = 6544.98 \text{ L} = 6545 \text{ L}$

Emisiones de CO2 ahorradas (kg) = $6545 \text{ L} \cdot 2.8 \text{ kg/L} = 18326 \text{ kg de CO}_2$

Por tanto el CO2 evitado en el mes de enero sería: 18 Toneladas de CO2.

4. RENTABILIDAD DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL DUEÑO DE UN COCHE ELÉCTRICO.

Para evaluar la rentabilidad del coche eléctrico se toman como referencia los datos relativos al HONDA CIVIC EV PLUS de baterías.

- El precio de este coche es 60 000 Euro.
- Se considera un consumo de 20 kWh/100 km.
- El cambio de batería supone un desembolso de 6000 euro cada 20000 km.

El proyecto se estudia frente a un coche de gasóleo por ciudad con una inversión de 17900 euros y con un consumo medio de 6.5 L/100 km.

Se va a realizar un estudio a 10 años, considerando un recorrido de 100 000 km.

El cambio de baterías supone un gasto cada 2 años de 6000 Euros.

El precio considerado para electricidad es 0.1 Euro/kWh y el precio del gasóleo 0.72 Euro/Litro.

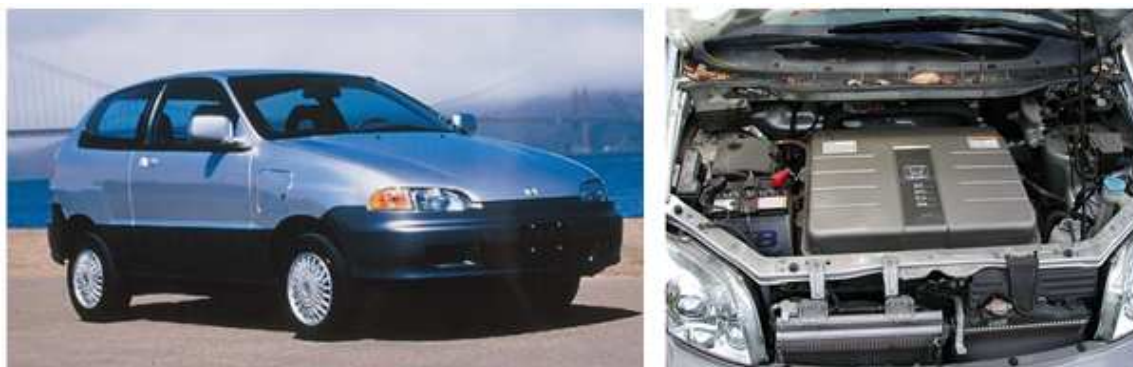


Figura 91: Honda Civic EV plus [Web].

En este caso los flujos de caja asociados resultan:

Año	Coche eléctrico	Coche gasóleo
	Euro	Euro
0	-60 000	-17 900
1	-61 206	-29 183
2	-68 784	-40 472
3	-70 002	-51 767
4	-77 980	-63 070
5	-79 212	-74 378
6	-87 615	-85 694
7	-88 861	-97 017
8	-97 715	-108 347
9	-98 976	-119 685
10	-108 308	-131 031

Tabla 35: Flujos de caja.

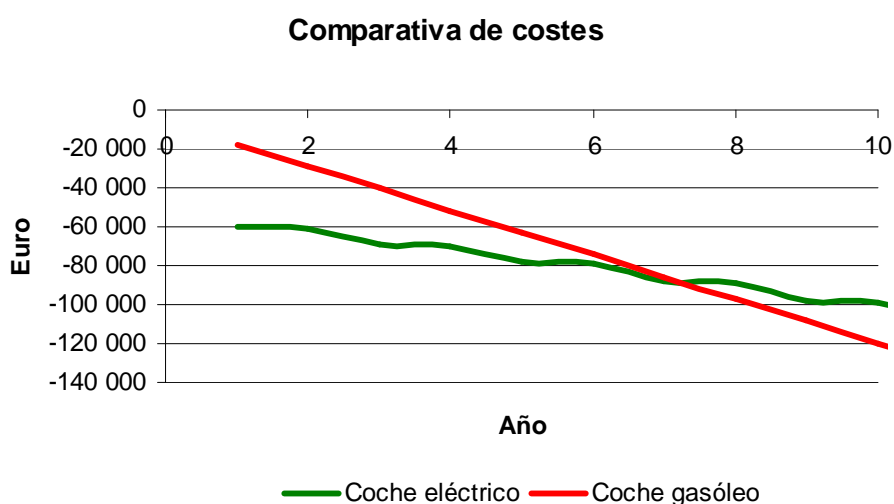


Figura 92: Comparativa de costes, coche eléctrico vs coche gasóleo.

El coche eléctrico permite un ahorro económico a los 10 años. Se recupera el coste adicional en torno a 7 años.



XI.- PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO Y NORMATIVA.

El objeto del presente Pliego de Condiciones Técnicas es fijar las características exigibles a los materiales especificados en el Proyecto, así como su forma de montaje.

Las normas y reglamentaciones particulares que se han tenido en cuenta para la confección del presente proyecto han sido las siguientes:

- Reglamento electrotécnico para Baja Tensión (Decreto 2413/1973 de 20 de Septiembre. B.O.E. nº 242 de fecha 9 de Octubre de 1973) [72].
- Ordenes Ministeriales por las que se aprueban o modifican las instrucciones complementarias MI BT.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre. B.O.E. nº 288 de fecha 1 de Diciembre de 1982) [58].
- Norma Básica de la Edificación NBE-CPI/96 sobre Condiciones de Protección contra Incendios en los Edificios [73].

2. SUBCONTRATACIONES.

Teniendo en cuenta la singularidad de las instalaciones eléctricas y especiales, éstas deberán ejecutarse por especialistas de acreditada cualificación.

El Contratista General no podrá subcontratar estas instalaciones a ningún Instalador sin la autorización previa de la Dirección Facultativa. Asimismo es precisa esta aprobación para cualquier subcontrato parcial realizado por el Contratista General o por el Instalador subcontratista de la Instalación.

La Dirección Facultativa se reserva el derecho de rechazar aquellos subcontratistas, parciales o globales, que, a su juicio, no reúnan la cualificación necesaria.

En lo dicho hasta ahora como en lo que sigue en este Pliego se usa indistintamente Dirección Facultativa y Dirección Técnica para referirse a la Dirección Facultativa.



3. ALCANCE DEL TRABAJO.

En la ejecución de la instalación del presente proyecto se incluyen los siguientes trabajos:
El suministro de todos los materiales y la prestación de mano de obra necesaria para ejecutar las instalaciones descritas en los planos y demás documentos de este proyecto, de acuerdo con los reglamentos y prescripciones vigentes.

Preparación de planos detallados de todos los elementos necesarios que deban contar con la aprobación de la Dirección Técnica, tales como cuadros, bancadas, etc. y de los puntos críticos de la instalación tales como cruces de canalizaciones u otros.

Obtención y abono por parte del Instalador de los permisos, visados y certificados de legalización y aprobación necesarios, en los organismos oficiales con jurisdicción al respecto, sin cargo alguno para la Propiedad.

Pruebas de puesta en marcha de acuerdo con las indicaciones de la Dirección técnica.

Reparación de las averías producidas durante las obras y el periodo de puesta en marcha.

4. CONDICIONES GENERALES.

Las características técnicas de los materiales y equipos constitutivos de la instalación, serán los especificados en los documentos del Proyecto.

Los materiales y equipos a instalar serán todos nuevos, no pudiéndose utilizar elementos recuperados de otra instalación salvo que dicha reutilización haya sido prevista en el Proyecto. El Instalador presentará a requerimiento de la Dirección técnica si así se le exigiese, albaranes de entrega de los elementos que aquella estime oportuno.

Todos los materiales y equipos que se instalen llevarán impreso en lugar visible la marca y modelo del fabricante.

Si en los documentos del proyecto se especifica marca y modelo de un elemento determinado, el Instalador estará obligado al suministro y montaje de aquel, no admitiéndose un producto similar de otro fabricante sin la aceptación previa de la Dirección técnica.

Cualquier accesorio o complemento que no se haya indicado en estos documentos al especificar materiales o equipos, pero que sea necesario a juicio de la Dirección técnica para el funcionamiento correcto de la instalación, será suministrado y montado por el Instalador sin coste adicional alguno para la Propiedad, interpretándose que su importe se encuentra comprendido proporcionalmente en los precios unitarios de los demás elementos.



5. CANALIZACIONES.

5.1. GENERALIDADES.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectúa la instalación.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección.

Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios.

El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres.

La unión de tubos rígidos a tubos flexibles se hará mediante racores especiales a tal fin.

Los tubos que no vayan empotrados o enterrados se sujetarán a paredes o techos alineados y sujetos por abrazaderas a una distancia máxima entre dos consecutivas de 0,80 metros. Asimismo, se dispondrán fijaciones de una y otra parte de los cambios de dirección y en la proximidad inmediata de equipos o cajas. En ningún caso existirán menos de dos soportes entre dos cajas o equipos.

No se establecerán entre forjado y revestimiento tubos destinados a la instalación eléctrica de las plantas inferiores. Para la instalación correspondiente a la propia planta únicamente podrán instalarse en estas condiciones cuando sean tubos blindados y queden recubiertos por una capa de hormigón o mortero de 1 cm. de espesor como mínimo además del revestimiento.

Cuando los tubos vayan empotrados en rozas, la profundidad de éstas será la equivalente al diámetro exterior del tubo más un centímetro, que será el recubrimiento.

5.2. TUBOS RÍGIDOS DE PVC.

La fórmula de composición de la materia base de los tubos serán resinas termoplásticas de policloruro de vinilo con la adicción de las cantidades requeridas de estabilizantes, pigmentos y lubricantes.

No deberán ser afectados por las lejías, sales, álcalis, disolventes, alcoholes, grasas, petróleo ni gasolina, resultando igualmente inatacados caso de hallarse instalados en ambientes corrosivos sean cuales fueren los medios que los produzcan y el grado de poder corrosivo que alcancen.

- No deberán ser inflamables ni propagadores de la llama.



- Su rigidez dieléctrica deberá ser de 270 KV/cm.
- Irán provistos de rosca Pg 40.430.

La unión de tubos entre sí se hará con manguitos del mismo material y acabado, debiendo quedar los tubos a tope sin que se vea ningún hilo de rosca.

En los cruces con juntas de dilatación de edificios, deberán interrumpirse los tubos, quedando los extremos separados entre sí cinco centímetros y empalmándose posteriormente mediante manguitos deslizantes o tubos flexibles de PVC de similar resistencia mecánica acoplados con racores.

Los espesores de la pared de los tubos a utilizar serán:

- M-16 2,25 mm.
- M-20 2,50 mm.
- M-25 3,05 mm.
- M-32 3,25 mm.
- M-40 3,40 mm.
- M-50 3,60 mm.
- M-63 3,90 mm.

Los radios de curvatura mínimos serán:

- M-16 120 mm.
- M-20 135 mm.
- M-25 170 mm.
- M-32 200 mm.
- M-40 250 mm.
- M-50 275 mm.
- M-63 300 mm.

5.3. TUBOS FLEXIBLES DE PVC.

La fórmula de composición de la materia base de los tubos serán resinas termoplásticas de policloruro de vinilo con la adición de las cantidades requeridas de estabilizantes, pigmentos y lubricante.

No deberán ser afectados por las lejías, sales, álcalis, disolventes, alcoholes, grasas, petróleo ni gasolina, resultando igualmente inatacados caso de hallarse instalados en ambientes corrosivos sean cuales fueren los medios que los produzcan y el grado de poder corrosivo que alcancen.

- No deberán ser inflamables ni propagadores de la llama.
- Su rigidez dieléctrica deberá ser de 270 KV/cm.



Serán de doble capa o en cualquier caso del tipo reforzado (grado de protección 7). Las canalizaciones constituidas por estos tubos serán en una sola tirada. Si la distancia a tender fuera excesiva se procederá a intercalar un registro intermedio. En ningún caso se usarán dos piezas de tubo puestas una a continuación de la otra.

Los radios de curvatura mínimos serán:

- Tubo 16 mm 80 mm.
- Tubo 20 mm 86 mm.
- Tubo 25 mm. 115 mm.
- Tubo 32 mm. 140 mm.
- Tubo 40 mm. 174 mm.
- Tubo 50 mm. 230 mm.
- Tubo 65 mm. 300 mm.
- Tubo 80 mm. 370 mm.
- Tubo 100 mm. 460 mm.
- Tubo 125 mm. 575 mm.
- Tubo 160 mm. 750 mm.

6. BANDEJAS METÁLICAS.

Las bandejas metálicas deberán cumplir la Normativa Internacional IEC-61573-ED1 de 18 de Junio de 1999.

6.1. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.

Los recubrimientos industriales aplicados superficialmente para el retraso de la aparición de corrosión en las bandejas metálicas deberán cumplir la norma UNE-36.130.EN.10142:1980/A1, para bandejas realizadas con chapas de espesor inferior a 3 mm.

6.2. FIJACIONES.

Los soportes para las fijaciones tendrán una separación máxima de 1500 mm., no se colocará ningún soporte que coincida con una unión de tramos de bandeja.

Al fijar las bandejas sobre soportes a la pared, deberá separarse de esta al menos 20 mm, para permitir la ventilación de los cables. En la fijación de soporte a pared o techo, debe prestarse especial atención al TACO de expansión empleado, teniendo que ser el adecuado a las características de la edificación.



6.3. UNIONES.

Los puntos más débiles en una instalación de bandejas son los puntos de unión. Sólo se emplearán las piezas de unión que recomienda el fabricante.

6.4. PUESTA A TIERRA.

Todos los sistemas de bandejas metálicas deben presentar la continuidad eléctrica adecuada. No obstante, para garantizar la seguridad de las personas, se pondrá a tierra mediante el conductor adecuado, mínimo 16 mm², en toda y cada una de las partes que forman el sistema.

6.5. MEDICIÓN Y ABONO.

Las canalizaciones se medirán por metro lineal instalado con todos sus accesorios, accesorios de fijación y soportes, sin considerar en dicha medición los recortes o desperdicios que hubiesen resultado una vez instaladas las canalizaciones.

Así mismo, no se medirán independientemente los codos u otras formas especiales instaladas, sino que se incluirán como medición lineal.

El abono se efectuará por metro lineal de acuerdo con el criterio anterior y considerando incluido en el precio por metro lineal todos los accesorios de fijación (abrazaderas, soportes especiales, etc.) u otros.

7. CONDUCTORES ELECTRICOS.

Todos los conductores se conectarán por medio de terminales o punteras adecuados a la sección y tipo tanto del cable como del borne a conectar, de forma que quede asegurada una conexión perfecta, y la temperatura de la conexión nunca supere a la de trabajo del mismo cable en funcionamiento.

Se respetarán los radios de curvatura máximos recomendados por el fabricante del cable, y se evitará cualquier esfuerzo mecánico que lo pueda dañar.

7.1. CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 750 V.

Salvo que en los documentos del proyecto se exprese lo contrario serán del tipo designado V750 por la norma UNE 21.031 y se exigirá que sus características respondan a dicha norma.

Los conductores deberán estar constituidos conforme a la norma UNE 21.022 y serán, salvo que se exprese lo contrario, de cobre recocido. Las características físicas, mecánicas y eléctricas del material deberán satisfacer lo previsto en la norma UNE 21.011 (II).



Los aislamientos serán de una mezcla de PVC del tipo AV2 según designación de la norma UNE 21.117-74 (II).

Las cubiertas serán de una mezcla de PVC del tipo CV2 según designación de la norma UNE 21.117-74 (II).

Siempre que los elementos de la instalación lo permitan, se efectuarán las conexiones con terminales de presión y fundas termorretractiles. En cualquier caso, se retirará la envoltura imprescindible para realizar el acoplamiento a terminales o bornas de conexión. No se admitirán conexiones donde el conductor pelado sobresalga de la borna o terminal.

Las derivaciones se realizarán siempre mediante bornas o kits. No se permitirán empalmes realizados por torsión de un conductor sobre otro.

Estos cables se instalarán solamente en el interior de tubos o canales prefabricados a tal fin. En estas condiciones se tendrá en cuenta que preferentemente cada envolvente deberá contener un solo circuito. Excepcionalmente la Dirección Técnica podrá admitir varios circuitos siempre y cuando todos ellos provengan de un mismo aparato general de mando y protección sin interposición de aparatos que transformen la corriente, cada circuito está protegido por separado contra las sobreintensidades y todos ellos tengan el mismo grado de aislamiento (V750).

7.2. CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 1 KV – RV.

Salvo que en los documentos del proyecto se exprese lo contrario serán del tipo designado RV 0,6/1KV por las normas UNE 21.123-4 y 21.030 y se exigirá que sus características respondan a dicha norma.

Los conductores deberán estar constituidos según la norma UNE 21.022 y serán salvo que se exprese lo contrario de cobre recocido. Las características físicas, mecánicas y eléctricas del material deberán satisfacer lo previsto en las normas UNE 21.011 y 21.014, así como las normas sobre la rápida extinción de la llama: UNE 20-432-1, IEC 332-1, CEI-20-35, NF-C32070-C2, B5 4066-1, ME 0472-D, y de no propagación del incendio IEEE 383-74.

Los aislamientos serán de una mezcla de polietileno reticulado del tipo XLPE según designación de la norma UNE 21.123.

Las cubiertas serán de una mezcla de PVC del tipo ST2 según designación de la misma norma.

Siempre que los elementos de la instalación lo permitan se efectuarán las conexiones con terminales de presión y fundas termorretractiles. En cualquier caso, se retirará la envoltura imprescindible para realizar el acoplamiento a terminales o bornas de conexión. No se admitirán conexiones donde el conductor sobresalga de la borna o terminal.



Las derivaciones se realizarán siempre mediante bornas o kits. No se permitirán empalmes realizados por torsión de un conductor sobre todo.

Los cables se fijarán a los soportes mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no se perjudique a las cubiertas de los mismos. La distancia entre dos puntos de fijación consecutivos no excederá de 0,40 metros para conductores sin armar, y 0,75 metros para conductores armados.

Cuando por las características del tendido sea preciso instalarlos en línea curva, el radio de curvatura será como mínimo el siguiente:

- Diámetro exterior < 25 mm 4 veces el diámetro
- Diámetro exterior 25 a 50 mm. 5 veces el diámetro
- Diámetro exterior > 50 mm 6 veces el diámetro

Cuando en una bandeja o patinillo se agrupen varios cables, cada uno irá identificado mediante un rótulo en que se exprese su código de identificación que necesariamente deberá coincidir con el que aparezca en los documentos del Proyecto. El rótulo será en letras y/o números indelebles e irá en un tarjetero firmemente sujeto al cable, cada 3 metros y en todas las cajas de derivación o empalme.

7.3. MEDICIÓN Y ABONO.

Los conductores eléctricos se medirán por metro lineal instalado con todos sus accesorios sin considerar en dicha medición los recortes, puntas sobrantes o desperdicios que hubiesen resultado una vez instalados.

El abono se efectuará por metro lineal de acuerdo con el criterio anterior y considerando incluidos en el precio por metro lineal los accesorios de empalme, derivación, identificación u otros.

8. CAJAS DE REGISTRO.

8.1. CAJAS PARA INSTALACIÓN EMPOTRADA.

Serán de plástico de primera calidad. Tendrán taladros troquelados semicortados para las entradas de los tubos en las cuatro caras laterales.

Las tapas serán también de plástico, acabadas en color blanco, lisas sin rugosidades ni huellas e irán atornilladas al cuerpo de la caja por los cuatro vértices.

Deberá cuidarse especialmente que las tapas queden perfectamente enrasadas con los paramentos.



La dimensión mínima de caja a utilizar será 100 x 100 x 50 mm.

8.2. CAJAS METÁLICAS PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.

Podrán ser de chapa de acero, de aluminio inyectado o de fundición de aluminio según los casos.

Las tapas serán del mismo material y acabado que el cuerpo de las cajas e irán atornilladas al cuerpo de las mismas al menos por dos vértices.

La dimensión mínima a utilizar será 100 x 100 x 50 mm.

Las de fundición de aluminio tendrán originariamente sus cuatro caras laterales cerradas, debiéndose taladrar y roscar en obra el número de entradas de tubos que se precisen en cada caso. Las cajas de los restantes tipos dispondrán de taladros semitroquelados o bien de taladros diáfanos aptos para el montaje de tapitas intercambiables y aptas para el enchufado de tubos con rosca Pg.

En cualquier caso, las cajas permitirán el roscado de los tubos que accedan a ellas y en su instalación final no tendrán ningún taladro abierto que deje el interior de la caja en contacto directo con el exterior.

8.3. CAJAS AISLANTES PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.

Serán de plástico de primera calidad.

Tendrán taladros protegidos por conos de entrada de material plástico en las cuatro caras laterales.

Las tapas serán del mismo material y acabado que el cuerpo de las cajas e irán atornilladas al cuerpo de las mismas por los cuatro vértices.

La dimensión mínima de caja a utilizar será 100 x 100 x 55 mm.

El grado de protección exigible a estas cajas será I.P. 555 según UNE.

8.4. MEDICIÓN Y ABONO.

Las cajas de registro se encuentran incluidas como parte proporcional en la medición de tubo.

El abono se encuentra incluido con el del tubo.



9. MECANISMOS.

9.1. MECANISMOS DE TIPO DOMÉSTICO.

Los mecanismos de accionamiento estarán contruidos de acuerdo con la norma UNE 20.378 y las bases de enchufe con la UNE 20.315 y responderán en su funcionamiento a los requerimientos de las mismas.

La fijación de los mecanismos a sus cajas será siempre mediante tornillos, quedando expresamente prohibido el uso de garras o sistemas similares.

Cuando los mecanismos vayan empotrados se cuidará que las placas protectoras queden perfectamente adosadas al paramento en todo su perímetro.

Las aristas exteriores de las placas protectoras de los mecanismos deberán quedar paralelas al suelo en su instalación final.

Los mecanismos de accionamiento tales como interruptores y pulsadores se instalarán de modo que la maniobra para cerrar el circuito se realice mediante movimiento de arriba hacia abajo en el plano vertical.

Cuando coincidan en un mismo punto varios mecanismos, se montarán bajo placa protectora común múltiple. Si los servicios de los mecanismos son de distinta tensión de servicio, las cajas de los mecanismos deberán tener pared de separación entre ellas.

En todos los casos y cualquiera sea el número de polos, las bases de enchufe dispondrán de terminal de puesta a tierra.

9.2. TOMAS DE CORRIENTE INDUSTRIALES.

Estarán contruidas de acuerdo con la norma CEE17 y responderán en su funcionamiento a los requerimientos de dicha norma.

Todas las tomas de corriente irán provistas de un polo de tierra de longitud mayor que los polos activos con objeto de que su conexión sea la primera y su desconexión la última en las maniobras.

Deberán disponer de enclavamiento mecánico que impida la posibilidad de desconexión de las clavijas por accidente.

9.3. MEDICIÓN Y ABONO.

Los mecanismos se medirán por unidad instalada y conectada a su circuito correspondiente. El abono se efectuará por unidad instalada de acuerdo con el criterio anterior.



10. CUADROS.

10.1. OBJETO.

La presente especificación establece los criterios de base para la protección, la construcción y los métodos de conexionado para los cuadros de distribución, de energía en baja tensión, incluyendo los cuadros generales y los cuadros secundarios.

10.2. NORMATIVA.

Los cuadros comprendidos en ella y sus componentes simples serán proyectados, contruidos y conexionados de acuerdo con las siguientes normas y recomendaciones:

- UNE - EN 60439.1
- CEI 439.1

Todos los componentes en material plástico deberán responder a los requisitos de autoextinguibilidad a 960°C en conformidad a la norma CEI 695.2.1.

10.3. DATOS GENERALES.

En la construcción del cuadro se deberán considerar las diversas condiciones de servicio.

Los cuadros eléctricos serán instalados en el interior de locales adecuados.

La frecuencia nominal será de 50 Hz ($\pm 2,5\%$)

La corriente nominal de cortocircuito prevista para el cuadro, será la calculada sobre el esquema relativo, siendo su duración de 1 segundo.

Los cuadros eléctricos serán dimensionados según las características mecánicas y eléctricas contenidas en el folio de datos conjunto.

10.4. DISPOSITIVOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.

Serán objeto de preferencia por parte del proyectista, conjuntos que incorporen dispositivos principalmente del mismo constructor.

Deberá ser garantizada una fácil individualización de la maniobra de enchufado, que deberá por tanto estar concentrada en el frontal del compartimento.

En el interior deberá ser posible una inspección rápida y un fácil mantenimiento.



La distancia entre los dispositivos y las eventuales separaciones metálicas deberán impedir que interrupciones de elevadas corrientes de cortocircuito o averías notables puedan afectar al equipamiento eléctrico montado en compartimentos adyacentes.

Deberán estar en cada caso garantizadas las distancias que realicen los perímetros de seguridad impuestos por los constructores del conjunto.

Todos los componentes eléctricos y electrónicos deberán tener una tarjeta de identificación que se corresponda con el servicio indicado en el esquema eléctrico.

10.5. CONSTRUCCIÓN.

La estructura del cuadro será realizada con montantes en perfil de acero y paneles de cierre en lámina metálica de espesor no inferior a 15/10 o 10/10.

Los cuadros deberán ser ampliables, los paneles perimetrales deberán ser extraíbles por medio de tornillos. Estos tornillos serán de clase 8/8 con un tratamiento anticorrosivo a base de zinc.

El panel posterior deberá ser de tipo fijo o pivotante con bisagras. La puerta frontal estará provista de cierre a llave; el revestimiento frontal estará constituido de vidrio del tipo templado.

Sobre el panel anterior estarán previstos agujeros para el paso de los órganos de mando.

Todo el aparellaje será fijado sobre guías o sobre paneles fijados sobre traveseros específicos de aguante.

Los instrumentos y las lámparas de señalización serán montados sobre paneles frontales.

La estructura tendrá una concepción modular, permitiendo las extensiones futuras.

Grado de protección adaptable sobre la misma armadura (estructura) de una IP20 a IP54 IP55.

10.6. BARNIZADO.

Para garantizar una eficaz resistencia a la corrosión, la estructura y los paneles deberán estar oportunamente tratados y barnizados.

El tratamiento de base deberá prever el lavado, la fosfatización más pasivación por cromo o la electrozincación de las láminas.

Las láminas estarán barnizadas con pintura termoendurecida a base de resinas epoxi mezcladas con resina poliéster, color final beige liso y semilucido con espesor mínimo de 50 micrones.



10.7. CONEXIONADO DE POTENCIA.

Las barras y los conductores deberán ser dimensionados para soportar las solicitaciones térmicas y dinámicas correspondientes a los valores de la corriente nominal y para valores de la corriente de cortocircuito.

Las barras deberán estar completamente perforadas (con agujeros de 10 mm de diámetro) y serán fijadas a la estructura mediante soportes aislantes. Estos soportes serán dimensionados y calculados de modo tal que soporten los esfuerzos electrodinámicos, debidos a las corrientes de cortocircuito.

Por otra parte los soportes estarán preparados para recibir hasta 3 barras por fase, de espesor 5 mm y deberán ser fijados a la estructura del cuadro con disposición para eventuales modificaciones futuras.

Las derivaciones serán realizadas en cable o en fleje de cobre flexible con aislamiento no inferior a 3 kV.

Los conductores serán dimensionados para la corriente o en fleje de cobre flexible, con aislamiento no inferior a 3 kV.

Los conductores serán dimensionados para la corriente nominal de cada interruptor.

Para corriente nominal superior a 160 al conexionado será en cada caso realizado con fleje flexible.

Los interruptores estarán normalmente alimentados por la parte superior, salvo diversas exigencias de instalación; en tal caso podrán estar previstas diversas soluciones.

Las barras deberán estar identificadas con señales autoadhesivas según la fase, así como los cables que serán equipados con anillos terminales de colores (neutro en azul).

10.8. CONEXIONADO AUXILIAR.

Será en conductor flexible con aislamiento de 3 kV, con las siguientes secciones mínimas:

- 4 mm² para los T.C (transformadores de corriente)
- 2,5 mm² para los circuitos de mando, señalización, TT, etc.

Cada conductor estará completado de un anillo numerado correspondiendo al número sobre la regleta y sobre el esquema funcional.

Deberán estar identificados los conductores para los diversos servicios (auxiliares en alterna, corriente continua, circuitos de alarma, circuitos de mando, circuitos de señalización), utilizando conductores con cubierta distinta o poniendo en las extremidades anillos coloreados.



10.9. ESQUEMA.

Cada cuadro, incluso el más simple, deberá tener una porta-esquemas, en el que se encontrarán los diseños del esquema de potencia funcional.

10.10. INSTRUMENTOS DE MEDIDA.

Estarán preparados para colocarse en carril DIN o para situarse en superficie (puertas, tapas) con dimensiones 72 x 72 mm; serán del tipo electromagnético para corriente alterna, con imán permanente y bobina móvil corriente continua ferrodinámico para los registros y a inducción para el contador.

11. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS BT DE BASTIDOR ABIERTO.

Los interruptores automáticos y magnetotérmicos de BASTIDOR ABIERTO colocados en acometidas y acoplamientos del CGDBT intensidades nominales de 800 a 6.300 A y poder de corte de 30 a 130 KA eficaces, estarán conforme a las exigencias internacionales y de acuerdo con las siguientes normas:

- CEI 157-1
- UL 489 LISTED
- JEC 160
- JIS C8372
- UTE C63120
- BS 4752
- VDE 0660
- NEMA

Las dimensiones de los automáticos de bastidor abierto. Serán reducidas con un solo volumen de 800 a 3.200 A.

El interruptor automático fijo se realizará a partir de la parte móvil del interruptor automático seccionable y por la simple adición de dos escuadras laterales.

El interruptor en carga derivará directamente del interruptor automático, con unidades de control apropiadas.

Los automáticos, por su diseño, presentarán:

- Mantenimiento reducido y fácil
- Aislamiento clase II de la cara anterior
- Corte plenamente aparente
- Adaptación sin regulación de los auxiliares



- 5 a 10 veces menos piezas que una gama tradicional
- Apertura del interruptor automático en caso de enchufado y desenchufado
- Conexión de la red de entrada en las pletinas superiores o inferiores
- Tropicalización T2 en estándar
- Enclavamientos
- Conmutaciones automáticas entre dos o tres aparatos.

Los automáticos tendrán cierre y apertura por acumulación de energía en resortes. El rearme se efectúa mediante 6 maniobras de la empuñadura o eléctricamente. El cierre y la apertura se efectuarán accionando los pulsadores situados en la cara anterior o a distancia.

Las unidades de Control que se incorporan a los automáticos realizarán según el tipo de unidades, las siguientes funciones:

- Protección corto retardo
- Protección largo retardo
- Protección instantánea con alto umbral
- Protección tierra

Englobarán:

- Gestión y control de carga
- Señalización a distancia
- Medida de la intensidad de fase, intensidad máxima, intensidades cortadas y acumuladas
- Selectividad lógica en la protección tierra
- Función de autovigilancia
- Teletransmisión

12.SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.

12.1. MALLAS DE PUESTA A TIERRA.

Estarán constituidas por una red de cables de cobre desnudo de 35 mm² de sección directamente enterrados en el terreno. El perímetro exterior de dicha malla deberá ser el correspondiente al edificio en cuestión. Las caras opuestas de dicho perímetro deberán estar enlazadas entre sí asimismo por cables del mismo tipo y sección que coincidan en su recorrido con los pozos de cimentación de todos los pilares.

Si la resistencia de la red descrita es superior al valor deseable se procederá a conectar electrodos al cable perimetral, con la interdistancia adecuada. En este sentido podrán tomarse como referencia las intersdistancias aconsejadas por la norma NTE-IEP.



Las masas metálicas de todos los pilares deberán quedar unidas a la malla, tanto si estos son metálicos como si son de hormigón armado, en cuyo caso lo que se unirá a la malla serán las armaduras.

Tanto las uniones entre cables, como entre cables y electrodos y como entre cables y pilares o armaduras, deberán realizarse mediante soldaduras aluminotérmicas.

En el lugar en que se prevea la instalación de centralización de contadores, cuadros generales o en general elementos primarios de distribución, deberán establecerse arquetas a través de las cuales se haga pasar el cable más cercano de la malla que resultara registrable en dicho punto.

12.2. ELECTRODOS.

Generalmente estarán constituidos por una pica de acero cobrizado de longitud y diámetro variable hincada directamente en el terreno.

Como alternativa a la solución anterior podrán utilizarse placas de cobre de espesor mínimo 2 mm y superficie mínima 0,5 m² cuya instalación será en posición vertical.

En cualquier caso, los puntos para realizar las puestas a tierra deberán elegirse en zonas donde se prevea la existencia permanente de un alto grado de humedad siendo recomendables en este sentido las zonas ajardinadas, patios u otros donde el riesgo periódico o al menos la lluvia esporádica colaboren a dicho estado.

Es recomendable asimismo que los electrodos queden instalados en un entorno de tierra vegetal.

12.3. DISTRIBUCIÓN.

En los cuadros generales de distribución se establecerán unos regleteros de bornas o barras de conexión para cables de puestas a tierra que quedarán conectados a la malla de puesta a tierra de la edificación mediante cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección.

Desde dichos regleteros de bornas o barras de conexión, y acompañando a los conductores polares de cada línea de acometida a cuadros secundarios, partirá un conductor junto a aquellos de la misma sección que los polares hasta un máximo de 16 mm².

En cada cuadro secundario se establecerá también un regletero de bornas con el mismo fin, del que asimismo partirán conductores para puesta a tierra acompañando a los polares de cada circuito de distribución a receptores.

Deberán quedar puestos a tierra los chasis de todos los aparatos de alumbrado y demás receptores eléctricos de la instalación, así como chasis de cuadros y patillas de puesta a tierra de todas las bases de enchufe y tomas de corriente.



12.4. MEDICIÓN Y ABONO.

Los cables se medirán por metro lineal instalado con todos sus accesorios sin considerar en dicha medición los recortes, puntas sobrantes o desperdicios que hubiesen resultado una vez instalados.

Los electrodos se medirán por unidad instalada y conectada al sistema de puesta a tierra.

Las soldaduras aluminotérmicas se medirán como parte proporcional del resto de la instalación.

Los cables se abonarán por metro lineal instalado de acuerdo con el criterio de medición expresado.

Los electrodos se abonarán por unidad instalada de acuerdo con el criterio de medición expresado.

Las soldaduras aluminotérmicas se abonarán como parte proporcional del resto de la instalación, entendiéndose incluido en el precio, el costo del cartucho y la amortización del molde, el mango y el encendedor.

13.MANTENIMIENTO Y GARANTIA.

La Empresa adjudicataria garantizará por un año el correcto funcionamiento de todos los dispositivos e instalación del Sistema, ante un mal funcionamiento derivado de defectos de los materiales o de la realización de la misma.

Independientemente de esta garantía, la Empresa adjudicataria podrá, a la entrega de la instalación, suscribir un contrato de mantenimiento, por lo que en la presentación de la oferta deberá describir y evaluar su propuesta concreta de mantenimiento, así como la lista de repuestos, para un año, que considere necesarios.

El año mínimo de garantía, se entiende a partir de la recepción definitiva de la instalación.

14.DOCUMENTACION.

Como documentación técnica y complemento informativo, al finalizar la instalación se facilitará por parte de la Empresa adjudicataria, una colección completa de planos de la instalación donde se representará la ubicación exacta de equipos y cableados, además de la lista de conexiones de todas las cajas de la instalación, indicando las referencias de las marcaciones de los cables.

Asimismo se representará la situación exacta de los diferentes tubos, arquetas, cajas y formas de acometidas a equipos, con indicación de sus dimensiones básicas.



También se adjuntarán planos del cableado de las consolas de control con indicación de bornas y conexionado de los equipos integrados en ellas.

Junto con los planos se adjuntarán los manuales de funcionamiento y mantenimiento de todos los equipos instalados.

15.ACABADOS Y REMATES FINALES.

Antes de la aceptación de la obra por parte de la Dirección técnica, el Contratista tendrá que realizar a su cargo y sin costo alguno para la Propiedad cuanto se expone a continuación:

- La reconstrucción total o parcial de equipos o elementos deteriorados durante el montaje.
- Limpieza total de canalizaciones, equipos, cuadros y demás elementos de la instalación.
- Evacuación de restos de embalajes, equipos y accesorios utilizados durante la instalación.
- Protección contra posibles oxidaciones en elementos eléctricos o sus accesorios (bandejas, portacables, etc.) situados en puntos críticos, o en período de oxidación.
- Ajuste de la regulación de todos los equipos que lo requieran.
- Letreros indicadores, placas, planos de obra ejecutada y demás elementos aclaratorios de funcionamiento.

16.PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA.

Independientemente de las pruebas de puesta en marcha específicas que para algunas instalaciones especiales puedan haber quedado ya recogidas en apartados anteriores de este Pliego, deberán realizarse las siguientes:

- Prueba con las potencias demandadas calculadas, de las instalaciones de alumbrado y fuerza.
- Prueba del correcto funcionamiento de todas las luminarias.
- Prueba de existencia de tensión en todas las bases de enchufe y tomas de corriente.
- Prueba del correcto funcionamiento de todos los receptores conectados a la instalación de fuerza.
- Medida de la resistencia de aislamiento de los tramos de instalación que se considere oportuno.
- Medida de la resistencia a tierra en los puntos que se considere oportuno.

En todo caso, las pruebas reseñadas deberán realizarse en presencia de la Dirección técnica y siguiendo sus instrucciones. Para ello el Instalador deberá disponer el personal, medios auxiliares y aparatos de medida precisos.

Será competencia exclusiva de la Dirección técnica determinar si el funcionamiento de la instalación o las mediciones de resistencia son correctos y conformes a lo exigido en este



Pliego y las reglamentaciones vigentes, entendiéndose que en caso de considerarlos incorrectos el Instalador queda obligado a subsanar las deficiencias sin cargo adicional alguno para la Propiedad.



XII.- MEDICIONES Y PRESUPUESTO.

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL
----	----------------	----------	--------	-------

CAPITULO Nº: 1 PRESUPUESTO PARKING FOTOVOLTAICO 302.4 KW

SUBCAPITULO Nº: 1.1 PANELES

1.1.1 ud PANEL TENESOL 210 WP

Panel solar de la firma Tenesol policristalino de 1507x0.994 de 210 Wp con las siguientes características:

Potencia mínima: 205
Potencia máxima: 215
Límite de clase de potencia (Wp): -5 / +5 Wp
Límite de clase de potencia (%): $\pm 2,38\%$
Tensión a potencia máx. Vpm (V): 26,9
Intensidad a potencia máx. Ipm (A): 7,8
Tensión en circuito abierto Voc (V): 33,1
Corriente en corto circuito Isc (A): 8,2

Temp. coeff. de tensión: -116,1 mV/°C
Temp. coeff. corriente: +4,4 mA/°C
Temp. coeff. de potencia: -0,46 %/°C
NOCT (°C): 45

Tamaño de la célula (mm): 156 x 156 mm
Disposición: 54 células / 6 x 9
Tipo de células: Multicristalino

INFORMACIONES GENERALES

Tensión máxima del sistema (V): 1000 V
Diodos: 3 by-pass
Conexión: Conectores Tyco
Peso (kg): 18

Situación	Estruct...	Filas	Columnas	Alto	Parcial
Panel TOTAL	3	20,00	24,00		1.440,00
210 Wp					

Total ud1.440,00 686,42 € 988.444,80 €

Total 1.1 PANELES..... 988.444,80 €

SUBCAPITULO Nº: 1.2 BAJA TENSIÓN

SUBCAPITULO Nº: 1.2.1 LÍNEAS

1.2.1.1 m LÍNEAS 2X6 MM²

Línea de alimentación desde los paneles fotovoltaicos hasta las cajas de serie, realizada bajo tubo de PVC rígido de M-20 mm. o M-50 mm. (Según planos) y cable de cobre en sistema monofásico (positivo-negativo), de 6 mm², tipo RV-0,6/1 kV no propagador del incendio, no propagación de la llama, baja emisión de halógenos, incluso pequeño material. Totalmente montada y conexionada.

Situación	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial
Serie 1-caja 1	1	7,00			7,00
Serie 2-caja 1	1	7,00			7,00
Serie 3-caja 1	1	11,00			11,00
Serie 4-caja 1	1	26,00			26,00
Serie 5-caja 2	1	23,00			23,00



MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL
	Serie 6-caja 2	1	15,00	15,00
	Serie 7-caja 2	1	4,00	4,00
	Serie 8-caja 2	1	21,00	21,00
	Serie 9-caja 3	1	22,00	22,00
	Serie 10-caja 3	1	6,00	6,00
	Serie 11- aja 3	1	19,00	19,00
	Serie 12-caja 3	1	14,00	14,00
	Serie 13-caja 4	1	10,00	10,00
	Serie 14-caja 4	1	14,00	14,00
	Serie 15-caja 4	1	8,00	8,00
	Serie 16-caja 4	1	9,00	9,00
	Serie 17-caja 5	1	23,00	23,00
	Serie 18-caja 5	1	14,00	14,00
	Serie 19-caja 5	1	20,00	20,00
	Serie 20-caja 5	1	13,00	13,00
	Serie 21-caja 6	1	26,00	26,00
	Serie 22-caja 6	1	17,00	17,00
	Serie 23-caja 6	1	21,00	21,00
	Serie 24-caja 6	1	15,00	15,00
	Serie 25-caja 7	1	16,00	16,00
	Serie 26-caja 7	1	16,00	16,00
	Serie 27-caja 7	1	14,00	14,00
	Serie 28-caja 7	1	22,00	22,00
	Serie 29-caja 8	1	9,00	9,00
	Serie 30-caja 8	1	23,00	23,00
	Serie 31-caja 8	1	10,00	10,00
	Serie 32-caja 8	1	13,00	13,00
	Serie 33-caja 9	1	25,00	25,00
	Serie 34-caja 9	1	9,00	9,00
	Serie 35-caja 9	1	4,00	4,00
	Serie 36-caja 9	1	15,00	15,00
	Serie 37-caja 10	1	22,00	22,00
	Serie 38-caja 10	1	18,00	18,00
	Serie 39-caja 10	1	17,00	17,00
	Serie 40-caja 10	1	12,00	12,00
	Serie 41-caja 11	1	20,00	20,00
	Serie 42-caja 11	1	12,00	12,00
	Serie 43-caja 11	1	25,00	25,00
	Serie 44-caja 11	1	15,00	15,00
	Serie 45-caja 12	1	22,00	22,00
	Serie 46-caja 12	1	15,00	15,00
	Serie 47-caja 12	1	6,00	6,00
	Serie 48-caja 12	1	8,00	8,00
	Serie 49-caja 13	1	30,00	30,00
	Serie 50-caja 13	1	27,00	27,00
	Serie 51-caja 13	1	8,00	8,00
	Serie 52-caja 13	1	12,00	12,00
	Serie 53-caja 14	1	10,00	10,00
	Serie 54-caja 14	1	14,00	14,00
	Serie 55-caja 14	1	10,00	10,00



MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL
	Serie 56-caja 14	1 16,00	16,00	
	Serie 57-caja 15	1 26,00	26,00	
	Serie 58-caja 15	1 5,00	5,00	
	Serie 59-caja 15	1 18,00	18,00	
	Serie 60-caja 15	1 19,00	19,00	
	Serie 61-caja 16	1 21,00	21,00	
	Serie 62-caja 16	1 7,00	7,00	
	Serie 63-caja 16	1 6,00	6,00	
	Serie 64-caja 16	1 9,00	9,00	
	Serie 65-caja 17	1 4,00	4,00	
	Serie 66-caja 17	1 7,00	7,00	
	Serie 67-caja 17	1 15,00	15,00	
	Serie 68-caja 17	1 24,00	24,00	
	Serie 69-caja 18	1 14,00	14,00	
	Serie 70-caja 18	1 17,00	17,00	
	Serie 71-caja 18	1 5,00	5,00	
	Serie 72-caja 18	1 9,00	9,00	
Total m			1.066,00	5,57 €
				5.937,62 €

1.2.1.2 m LÍNEAS 2X35 MM²

Línea de alimentación desde la caja de continua hasta los cuadros de serie, realizada bajo tubo de PVC coarrugado de M-40 o M-110 mm. (según planos) por zanja existente y cable de cobre en sistema monofásico (positivo-negativo), de 35 mm², tipo RV-0,6/1 kV no propagador del incendio, no propagación de la llama, baja emisión de halógenos, incluso pequeño material. Totalmente montada y conexionada.

Situación	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial
Caja 1 - Cuadro1		170,00			170,00
Caja 2 - Cuadro1		155,00			155,00
Caja 3 - Cuadro1		140,00			140,00
Caja 4 - Cuadro1		128,00			128,00
Caja 5 - Cuadro1		110,00			110,00
Caja 6 - Cuadro1		96,00			96,00
Caja 7 - Cuadro2		93,00			93,00
Caja 8 - Cuadro2		77,00			77,00
Caja 9 - Cuadro2		58,00			58,00
Caja 10 - Cuadro2		38,00			38,00
Caja 11 - Cuadro2		37,00			37,00



MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL
	Caja 12 - Cuadro2	28,00	28,00	
	Caja 13 - Cuadro3	151,00	151,00	
	Caja 14 - Cuadro3	138,00	138,00	
	Caja 15 - Cuadro3	120,00	120,00	
	Caja 16 - Cuadro3	100,00	100,00	
	Caja 17 - Cuadro3	83,00	83,00	
	Caja 18 - Cuadro3	56,00	56,00	
		Total m	1.778,00	14,13 €
				25.123,14 €

1.2.1.3 m LÍNEAS 2X70 MM²

Línea de alimentación desde los cuadros de serie hasta los inversores, realizada sobre bandeja metálica perforada de 150 mm. (según planos) por el falso suelo de la sala del inversor y cable de cobre en sistema monofásico (positivo-negativo), de 70 mm², tipo RV-0,6/1 kV no propagador del incendio, no propagación de la llama, baja emisión de halógenos, incluso pequeño material. Totalmente montada y conexionada.

Situación	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial
Cuadro 1- Inversor 1		5,00			5,00
Cuadro 2- Inversor 2		5,00			5,00
Cuadro 3- Inversor 3		5,00			5,00
		Total m	15,00	35,25 €	528,75 €

1.2.1.4 m LÍNEAS 4X70 MM²

Línea de alimentación desde los inversores hasta los cuadros generales de protección y medida, realizada sobre bandeja metálica perforada de 150 mm. (según planos) por el falso suelo de la sala del inversor y cable de cobre en sistema trifásico (3 fases y neutro), de 70 mm², tipo RV-0,6/1 kV no propagador del incendio, no propagación de la llama, baja emisión de halógenos, incluso pequeño material. Totalmente montada y conexionada.

Situación	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial
Inversor 1 - CGPM 1		10,00			10,00
Inversor 2 - CGPM 2		10,00			10,00
Inversor 3 - CGPM 3		10,00			10,00
		Total m	30,00	53,97 €	1.619,10 €



MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL				
1.2.1.5	m. ZANJAS							
	Red eléctrica de baja tensión entubada bajo calzada, en instalación subterránea bajo calzada, en zanja de 43 cm. de ancho y 105 cm. de profundidad, incluyendo excavación de zanja, relleno con una capa de hormigón HM-20/P/20/I N/mm2 hasta una altura de 20 cm. y relleno con hormigón HM-20/P/40/I N/mm2, hasta la altura donde se inicia el firme y el pavimento; sin incluir la reposición de pavimento; incluso suministro y montaje de cables conductores, con parte proporcional de empalmes para cable, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación y pruebas de rigidez dieléctrica, totalmente instalada, transporte, montaje y conexionado.							
	Situación	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial		
	Zanja tipo A	1	100,00			100,00		
	Zanja tipo B	1	30,00			30,00		
	Zanja tipo C	1	74,00			74,00		
	Zanja tipo D	1	56,00			56,00		
	Zanja tipo E	1	97,00			97,00		
	Zanja tipo F	1	49,00			49,00		
	Zanja tipo G	1	15,00			15,00		
	Zanja tipo H	1	20,00			20,00		
	Total m.					441,00	26,65 €	11.752,65 €
	Total 1.2.1 LÍNEAS.....							44.961,26 €

SUBCAPITULO Nº: 1.2.2 CUADROS

1.2.2.1 ud ARMARIO SERIES

Cuadro caja de continua de dimensiones 380x280x120, formado por envoltentes metálicas con un 30% de reserva y puerta transparente. Grado de protección IP 65, fabricado según EN 60947-2, conteniendo marcos, montantes, panel trasero, zócalo, bornas, kit para fijación de barra perforada, colector de tierra, porta documentos , etc., y formado por los siguientes elementos de mando y protección:

- 4 Fusibles de 10 A de dimensiones 10x38 mm.
 - 4 Bases para fusibles de cartuchos unipolares de 10x38 mm.
 - 1 protector de sobretensiones de 50 kA.
 - 1 Magnetotérmico de 2x40 A.
- Totalmente instalado.

Total ud	18,00	808,98 €	14.561,64 €
----------------	-------	----------	-------------



MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL
1.2.2.2	ud ARMARIO DE SECCIONADORES DE CONTINUA cuadro de series de dimensiones 1000x800x250, formado por envoltentes metálicas con un 30% de reserva y puerta transparente. Grado de protección IP 65, fabricado según EN 60947-2, conteniendo marcos, montantes, panel trasero, zócalo, bornas, kit para fijación de barra perforada, colector de tierra, porta documentos , etc., y formado por los siguientes elementos de mando y protección: Incluye: -. 6 Fusibles de 40 A con de 10x38 mm. -. 6 Bases para fusibles de cartuchos unipolares de 10x38 mm. -. 1 Interruptor / seccionador 4 polos 250 A / 750 Vcc Totalmente instalado.			
		Total ud3,00	723,80 €	2.171,40 €
1.2.2.3	ud CUADRO SALIDA INVERSOR Cuadro protección de alterna de salida de los inversores de dimensiones 700x500x250, formado por envoltentes metálicas con un 30% de reserva y puerta opaca. Grado de protección IP 65, fabricado según EN 60947-2, conteniendo marcos, montantes, panel trasero, zócalo, bornas, kit para fijación de barra perforada, colector de tierra, porta documentos , etc., y formado por los siguientes elementos de mando y protección: 1 Automático 4x250 A (R), 50 kA., 30 mA con protección diferencial. Totalmente instalado, incluyendo cableado,conexionado y etiquetado.			
		Total ud3,00	3.783,77 €	11.351,31 €
		Total 1.2.2 CUADROS.....		28.084,35 €

SUBCAPITULO N°: 1.2.3 CONTADORES



MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL
1.2.3.1	ud MÓD. CONTAD. MEDIDA IND. HASTA 250 A.			
	Módulo para contadores de medida indirecta hasta 250 A., compuesto por los siguientes elementos:			
	- Cuerpos de polyester autoextinguible reforzado con fibra de vidrio.			
	- Tapas transparentes de polycarbonato de resistente a U.V.			
	- Placa base de polyester mecanizada para el montaje de un contador trifásico electrónico combinado.			
	- Mirilla practicable y precintable para la lectura y programación del contador.			
	- Bloque de bornas de comprobación de 10 unidades.			
	- Tarjetero y cartulina para identificador de abonado.			
	- Módulo inferior equipado con su placa base, y barra de neutro, dispuesto para la entrada y salida de cables con pletinas de cobre electrolítico de 50x10 mm. para la colocación de los transformadores de intensidad tipo SAP(sin arrollamiento primario).			
	- Cable conductor rígido, clase 2 tipo H07Z-R, no propagador de del incendio y reducida emisión de humos con cero halógenos.			
	Sección circuito intensidad del contador: 6 mm ² .			
	Sección de la toma de tensión: 2.5 mm ² .			
	- Acoplamiento en la entrada de:			
	Interrupitor de corte con cortacircuitos fusibles.			
	Transformadores de intensidad.			
	- Posibilidad de acoplamiento de:			
	Caja de cables.			
	Interrupitor de corte en carga.			
	- Contador de activa de /5, incluso transformadores de intensidad.			
	Totalmente montado, conexionado y etiquetado.			
	Total ud1,00		2.264,31 €	2.264,31 €
	Total 1.2.3 CONTADORES.....			2.264,31 €

SUBCAPITULO Nº: 1.2.4 PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

1.2.4.1	INSTALACIÓN CAPTADORA CLASE II			
	Materiales necesarios para instalación captadora de nivel II según UNE EN 62305 realizando mallas de 10 x 10 metros.			
	Realizadas con varilla de aluminio de 8 mm anclada a la cubierta con soportes adecuados y puntas captadoras de las dimensiones necesarias para cubrir los elementos existentes en cubierta.			
	Total1,00		20.261,54 €	20.261,54 €
	Total 1.2.4 PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.....			20.261,54 €
	Total 1.2 BAJA TENSIÓN.....			95.571,46 €

SUBCAPITULO Nº: 1.3 INVERSORES



MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Nº	UD DESCRIPCION	MEDICION	PRECIO	TOTAL
1.3.1	ud INVERSOR 100 KW. INGTEAM			
	Inversor trifásico de la firma ingteam 100 kW con las siguientes características:			
	Entrada			
	Rango de tensión: 405-750 Vdc.			
	Máxima tensión: 900 Vdc.			
	Máxima corriente: 286 A.			
	Salida			
	Potencia nominal: 100 kW.			
	Corriente máxima: 187 A.			
	Tensión, frec. Nominal: 3x400 Vac, 50/60 Hz.			
	Distorsión armónica: < 3%.			
	Peso: 1162 Kg.			
	Eficiencia máxima: >96%.			
	Consumo nocturno: 0 W.			
	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC incluidas.			
	Protecciones de eléctricas integradas.			
	Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos, fallo de aislamiento.			
	Grado de protección: IP20.			
	Vigilancia anti-islá.			
		Total ud3,00	28.000,31 €	84.000,93 €
		Total 1.3 INVERSORES.....		84.000,93 €

SUBCAPITULO Nº: 1.4 RED DE TIERRAS

1.4.1	m TIERRA EQUIPOTENCIAL			
	Red de tierra equipotencial, formada por cable de cobre desnudo de 35 mm2. incluso p.p. de picas de acero cobrizado y soldaduras aluminotermicas para derivacion y conexion a pilares. Incluso p.p. de medios y materiales necesarios para conectar a tierra todas las instalaciones eléctricas del edificio y medios auxiliares necesarios. Según memoria y planos.			
		Total m1,00	1.831,16 €	1.831,16 €
		Total 1.4 RED DE TIERRAS.....		1.831,16 €
TOTAL 1 PRESUPUESTO PARKING FOT...			1.169.848,35 €	



RESUMEN DEL PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTO PARKING FOTOVOLTAI...	1.169.848,35 €
1.1. PANELES	988.444,80 €
1.2. BAJA TENSION	95.571,46 €
1.2.1. LÍNEAS	44.961,26 €
1.2.2. CUADROS	28.084,35 €
1.2.3. CONTADORES	2.264,31 €
1.2.4. PROTECCIÓN CONTRA RAYOS	20.261,54 €
1.3. INVERSORES	84.000,93 €
1.4. RED DE TIERRAS	1.831,16 €

Presupuesto de Ejecución Material	1.169.848,35 €
--	-----------------------

Asciende el Presupuesto de Ejecución Material a la expresada cantidad de **UN MILLÓN CIENTO SESENTA Y NUEVE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y OCHO EUROS CON TREINTA Y CINCO CÉNTIMOS** . (*UN MILLÓN CIENTO SESENTA Y NUEVE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y OCHO EUROS CON TREINTA Y CINCO CÉNTIMOS*)

6% de Gastos Generales	70.190,90 €
13% de Beneficio Industrial	152.080,29 €

Suma	1.392.119,54 €
I.V.A.: 16%	222.739,13 €
Presupuesto de Ejecución por Contrata	1.614.858,67 €

Asciende el Presupuesto de Ejecución por Contrata a la expresada cantidad de **UN MILLÓN SEISCIENTOS CATORCE MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y OCHO EUROS CON SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS** . (*UN MILLÓN SEISCIENTOS CATORCE MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y OCHO EUROS CON SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS*)

FEBRERO 2010

REALIZADO POR

MARCOS RODRÍGUEZ VARA



XIII.- PLANOS.

Plano IE-01
Plano IE-02
Plano IE-03
Plano IE-04
Plano IE-05
Plano IE-06

Plano de situación.
Distribución de Paneles.
Esquema unifilar.
Red de tierras.
Zanjas.
Postes de carga.



XIV.- CONCLUSIONES.

En el presente proyecto de fin de carrera se especifica la memoria del proyecto fotovoltaico, los cálculos necesarios, simulación realizada, estudios de viabilidad, pliego de condiciones, presupuestos y planos para la realización de la instalación fotovoltaica conectada a la red, con el objeto de vender la electricidad generada por el sistema. Esta instalación cumplirá el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como las Normas Ordenanzas y medidas de Seguridad que le sean de aplicación.

Los resultados obtenidos mediante el programa de simulación PVSYST® o mediante los cálculos necesarios son óptimos:

Las pérdidas por orientación, inclinación y sombreado se encuentran dentro de los límites establecidos por el IDAE así como las distancias entre los módulos. En este apartado se ha tenido especial cuidado ya que todo dependía del diseño de la cubierta, es decir, que la inclinación de los paneles y orientación fuera óptima, las distancias fueran adecuadas y el impacto visual fuera mínimo. El diseño es adecuado, se cumplen todas las especificaciones. Además, se ha conseguido diseñar para instalar el mayor número de paneles posibles dentro del espacio disponible y también de manera que los paneles cumplan la doble función de generar electricidad a partir del sol y servir de cubierta para los coches. Este tema de la doble funcionalidad e integración arquitectónica es muy interesante, ya que vivimos en un momento de cambio en los hábitos de la sociedad, debido a la problemática del cambio climático, y es necesario que se impulsen las energías renovables y además integrarlas dentro de nuestra vida cotidiana, ya sea en la estructura del parking, en los tejados de las viviendas, fachadas de los edificios etc. También como en muchos casos puede ser un elemento estético ya que existen paneles fotovoltaicos de colores, transparentes etc.

Respecto al estudio de viabilidad de la planta fotovoltaica se consigue una producción anual esperada adecuada, ya que los valores de inclinación y orientación se encuentran no muy lejanos de los valores óptimos. El valor del *performance ratio* se encuentra dentro de los valores normales lo que nos indica que el diseño de la instalación es bueno. También observando el diagrama de *Sankey* (Figura 59) vemos que los valores de pérdidas son asumibles.

El estudio de viabilidad ambiental es favorable, la energía producida es de origen renovable y no produce ninguna emisión gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento. Su impacto únicamente se limita a la fabricación pero no al funcionamiento.

Respecto a la viabilidad económica vemos que los resultados son favorables:

La inversión se recupera en 12 años, mientras que los paneles pueden estar trabajando en las condiciones normales durante 25 años. A partir de estos 25 años se sigue produciendo, aunque con un rendimiento menor. Por lo que aparte de ser una ayuda al medioambiente y evitar la emisión a la atmósfera de CO₂, se trata de una inversión económicamente rentable y los valores del TIR y el VAN son viables.



El coche eléctrico esta en sus inicios. En España, mediante el proyecto MOVELE ([19], [22], [24]), el Ministerio de Industria y Comercio intenta introducir los vehículos eléctricos como alternativa al actual de combustión. La sustitución de dichos vehículos de combustión por los vehículos eléctricos sería ideal, ya que el sector del transporte en España es el que más energía final consume y el mayor emisor de CO₂ a la atmosfera. Por tanto, aparte de evitar las emisiones de CO₂, se evitaría también la polución y ruidos en las ciudades.

Muchos estudios y artículos confirman que la posibilidad en un futuro de la entrada del coche eléctrico es real y totalmente viable, ya que tienen muchas ventajas aparte de la no emisión de gases a la atmósfera, como puede ser un aplanamiento de la curva de carga mediante una recarga inteligente, ayuda al sistema eléctrico en horas de punta de demanda y lo más importante un impulso al desarrollo de un sistema optimizado de producción y distribución de electricidad a través de fuentes renovables. Pero no todos los estudios son favorables, dichos estudios no favorables se basan en la falta de infraestructura de recarga y la poca autonomía de las baterías. En realidad todos los estudios favorables en si están condicionados por la falta de infraestructura actual y por la poca autonomía de las baterías. Esto es debido a que nos encontramos en los inicios, como primera medida mediante el proyecto MOVELE se creará, en un futuro cercano, una infraestructura de recarga en las grandes ciudades. Esto es muy positivo ya que junto con las ayudas económicas ayudará a la introducción del vehículo eléctrico. Este comienzo dará paso a una futura infraestructura de recarga a nivel nacional. Respecto a la autonomía de las baterías se está avanzando mucho. Al tratarse de una posibilidad real, la entrada del coche eléctrico, las compañías de vehículos se han puesto en marcha para lograr mayores autonomías en sus vehículos y situarse a la cabeza de esta “carrera” por el coche eléctrico.



XV.- BIBLIOGRAFÍA

- [1] Rafael Martín Lamaison. Apuntes: Energía Solar Fotovoltaica. Módulo 2: Principio físico de los dispositivos fotovoltaicos. Módulo 3: radiación solar. Módulo 4: Célula, panel y generador fotovoltaico. Tema: Principio eléctricos de la célula (celda) solar. Tema: Radiación Solar. Tema: Sistemas FV conectados a la red (SFCR).
- [2] Dr. Argimiro de Miguel. Universidad de Valladolid junta de Castilla y León. Curso provincial de energías renovables. Laboratorio de Energías Renovables. Departamento de Física Aplicada.
- [3] Editorial: Paraninfo S.A. Curso sobre el reglamento electrotécnico para baja tensión.
- [4] ASIF (Asociación de la industria fotovoltaica). Sistemas de energía fotovoltaica. Manual del instalador.
- [5] ASIF.2008. Historia de la energía solar fotovoltaica.
- [6] IDAE 2007. Energías renovables. Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía.
- [7] Miguel Máiquez, ¿Ha llegado la hora del coche eléctrico? Situación y retos de las energías renovables. REE. Revista: El microscopio. Octubre 2009.
- [8] Ecologistas en acción. Artículo: Coches eléctricos. Diciembre 2009.
- [9] Marcos Baeza Madrid. Artículo: La carrera por el coche eléctrico. Agosto 2009.
- [10] Electricidad, número 38, artículo: política energética. Octubre 2009.
- [11] Alberto Ceña. Artículo: Claves para el desarrollo definitivo del coche eléctrico.
- [12] Andrés Más. Artículo: El futuro de los enchufados. 2009.
- [13] Alberto Ceña y José Santamarta. Artículo: El coche eléctrico: el futuro del transporte, la energía y el medio ambiente. *World Watch*. 2009.
- [14] Xavier García Casals. Presentación: Impacto ambiental y energías renovables. Energía solar fotovoltaica.
- [15] IDAE 2008. Presentación: El sol puede ser tuyo.
- [16] Informe ASIF. Presentación: Hacia una generación eléctrica competitiva. Desarrollando la Electricidad Solar Fotovoltaica en España.



- [17] REE. Presentación: Integración de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico español. Visión del operador del sistema. Marzo 2009.
- [18] Ángel Cediél. Presentación: Líneas de apoyo de IDAE a la movilidad eléctrica. Febrero 2009.
- [19] Ángel Cediél Galán. Presentación: El Proyecto Movele: Primera experiencia integral de Movilidad Eléctrica en España. Departamento de Transporte.
- [20] Juan Antonio Alonso González, Director de Ahorro y Eficiencia Energética. Presentación: Necesidades técnico-económicas para el desarrollo de un mercado ibérico sostenible en 2020. IDAE.
- [21] Cristina Vega Alonso. Directora de la Agencia Local de la Energía. Ayuntamiento de Sevilla. Presentación: Semana Europea de la movilidad. Sevilla 2009.
- [22] Departamento de transporte. Presentación: Proyecto piloto de Movilidad Eléctrica. Movele.
- [23] Rafael Sánchez Durán. Endesa. Movilidad y Redes Eléctricas.
- [24] Ministerio de industria comercio y turismo. Dirección general de industria. Presentación: Apuesta del ministerio de industria, turismo y comercio por el vehículo eléctrico. Gobierno de España. 8/05/2009.
- [25] José María Conesa Alonso, Alicia García Moreno, Lorena Lim Arriola, Miguel Marín Sánchez, José Manuel Sancho Gómez. Presentación: Placas solares.
- [26] CIRCE: Centro de investigación de recursos y consumos energéticos. Máquinas eléctricas.
- [26] Ministerio de Fomento, Ministerio de Medio Ambiente, Federación Española de Municipios y Provincias, Consorcio Regional de Transportes de Madrid, IDAE. PMUS: Guía práctica para la elaboración e implantación de planes de movilidad urbana sostenible.
- [27] <http://www.mityc.es/>. Ministerio de industria, turismo y comercio.
- [27] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [28] <http://www.idae.es/>
- [29] <http://www.asif.org/>
- [30] <http://www.18pulgadas.es/>
- [31] <http://www.dehn.es/>



- [32] <http://www.greenpeace.org/espana/>
- [33] www.censolar.es
- [34] www.solarweb.net
- [35] <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/>
- [36] <http://www.tenesol.com/>
- [37] <http://www.ree.es/>. Red eléctrica de España.
- [38] <http://www.avele.org>
- [39] <http://evwind.com/noticias.php?id=1>
- [40] <http://erenovable.com/tag/coches-electricos/>
- [41] <http://www.ingeteam.com>
- [42] <http://energyconsulting.wordpress.com/tag/coche-electrico/>
- [43] <http://es.wordpress.com/tag/coche-electrico/>
- [44] <http://www.forococheselectricos.com/>
- [45] <http://vehiculoelectrico.info/>
- [46] <http://e-merlyn.com/faq.html#up>
- [47] <http://www.ujaen.es>
- [48] www.impictermografia.com
- [49] www.marcadecoche.com
- [50] <http://www.circutor.es/>
- [51] <http://www.solucar.es/>
- [52] Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- [53] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.



- [54] Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.
- [55] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- [56] Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [57] Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- [58] Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de la energía.
- [59] Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Aprobado por Real Decreto 3.275/1982, de noviembre, B.O.E. 1-12-82
- [60] Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, Real Decreto 3275/1982. Aprobadas por Orden del MINER de 18 de octubre de 1984, B.O.E. de 25-10-84.
- [61] Autorización de Instalaciones Eléctricas. Aprobado por Ley 40/94, de 30 de Diciembre, B.O.E. de 31-12-1994
- [62] Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-94.
- [63] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- [64] Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- [65] Orden 13-03-2002 establece el contenido mínimo en proyectos de industrias y de instalaciones industriales.
- [66] NTE-IEP. Norma tecnológica del 24-03-73, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra.
- [67] Norma Básica de la Edificación (NBE).
- [68] Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para



instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

- [69] Sección HE 5. Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.
- [70] Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. Idae.
- [71] Directiva 2003/17/CE del parlamento europeo y del consejo de 3 de marzo de 2003 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo
- [72] Reglamento electrotécnico para Baja Tensión (Decreto 2413/1973 de 20 de Septiembre. B.O.E. nº 242 de fecha 9 de Octubre de 1973).
- [73] Norma Básica de la Edificación NBE-CPI/96 sobre Condiciones de Protección contra Incendios en los Edificios.